

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев  
подпись                      инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТАС-ЮРЯХСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ  
МАЯ.ВЫБОР СОСТАВА РАБОТАЮЩЕГО  
ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ  
КОНКУРЕНТНОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И  
МОЩНОСТИ  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_ И.Ю.Погоняйченко  
должность, ученая степень  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

\_\_\_\_\_ С.В.Акимова  
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тас-Юрхской ГЭС на реке Мая. Выбор состава работающего генерирующего оборудования в условиях конкурентного рынка электроэнергии и мощности.»

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР	_____	<u>Ачитаев А.А.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Водно–энергетические расчёты	_____	<u>Затеева Е.Ю.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	<u>Масленникова А.В.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	_____	<u>Ачитаев А.А.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	_____	<u>Широков А.В.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	_____	<u>Ульянова Н.П.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	_____	<u>Татарников В.И.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	<u>Кадычegov В.А.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико–экономическое обоснование	_____	<u>Лапасова В.В.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	<u>Чабанова А.А.</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Тас-Юряхской ГЭС .....	7
Введение .....	9
1 Анализ исходных данных и определения внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат.....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	10
1.2 Энерго – экономическая характеристика региона.....	11
2 Водно-энергетический расчёт .....	12
2.1 Исходные данные .....	12
2.2 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе. ....	15
2.3 Выбор расчетного средневодного года (P=50%).....	17
2.4. Обработка данных по энергосистеме. ....	18
2.4.1 Построение с интегральных кривых. Суточный график нагрузки. ....	18
2.4.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы. ....	21
2.5 Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период. ....	22
2.5.1 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы. ....	22
2.6 Водно-энергетический расчёт.....	24
2.6.1 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году. ....	24
2.6.2 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году. ....	27
2.7 Определение рабочей мощности ГЭС.....	29
2.7.1 Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС в июне (июле) и других месяцах .....	29
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	31
3.1 Построение режимного поля .....	31
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	34
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины .....	40
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	42
3.5 Расчет спиральной камеры .....	42
3.6 Выбор типа маслonaпорной установки.....	46
3.7 Выбор электрогидравлического регулятора .....	46
3.8 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	46
3.8.1 Расчет вала на прочность .....	46
3.8.2 Расчёт подшипника .....	47
3.9 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины.....	48

4	Электрическая часть.....	49
4.1	Исходные данные .....	49
4.2	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	49
4.3	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	50
4.3.1	Выбор синхронного генератора.....	50
4.3.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .....	50
4.3.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	52
4.3.4	Выбор трансформаторов СН.....	53
4.3.5	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	54
4.3.6	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	55
4.3.8	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	57
4.3.8.1	Расчёт исходных данных.....	57
4.3.8.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	59
4.3.9	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	60
4.3.10	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ .....	61
4.3.11	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	63
4.3.12	Выбор параметров ОРУ .....	64
4.3.12.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	64
4.3.12.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	64
5	Релейная защита и автоматика .....	65
5.1	Расчет номинальных токов .....	66
5.2	Описание защит и расчёт их уставок .....	69
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	69
5.2.2	Поперечная дифференциальная защита .....	71
5.2.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора .....	71
	( $U_N$ ( $U_0$ )).....	71
5.2.4	Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ ) .....	74
5.2.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	74
5.2.6	Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	78
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	79
5.2.8	Дистанционная защита генератора $Z_1 < Z_2 <$ .....	81
5.2.9	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	84
5.3	Таблица уставок и матрица отключений защит .....	84
6	Компоновка сооружения гидроузла .....	86
6.1	Исходные данные .....	86
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта .....	88

6.3	Определение отметки гребня плотины .....	88
6.3.1	Грунтовые плотины .....	88
6.4	Гидравлические расчеты .....	90
6.4.1	Определение ширины водосливного фронта .....	90
6.4.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае .....	93
6.4.4	Расчет водопропускных отверстий .....	93
6.5	Построение профиля водосливной грани .....	94
6.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе .....	95
6.5	Расчет элементов в нижнем бьефе .....	97
6.5.1	Водобойная плита .....	97
6.5.2	Расчет водобойного колодца .....	97
6.5.3	Рисберма .....	99
6.6	Конструирование плотины .....	99
6.6.1	Определение ширины подошвы плотины .....	99
6.6.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами .....	100
6.6.3	Быки .....	100
6.6.4	Устои .....	100
6.6.5	Галереи в теле бетонной плотины .....	101
6.7	Конструирование элементов подземного контура плотины .....	101
6.7.1	Дренажные устройства .....	101
6.8	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины. Определение основных нагрузок на плотину .....	101
6.8.1	Вес сооружения и затворов .....	101
6.8.2	Сила гидростатического давления воды .....	102
6.8.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	103
6.8.4	Сила фильтрационного давления .....	103
6.8.5	Давление грунта .....	103
6.8.6	Волновое давление .....	104
6.9	Оценка прочности плотины .....	105
6.10	Критерии прочности плотины и ее основания .....	107
6.11	Обоснование устойчивости плотины .....	108
6.12	Проектирование грунтовой плотины .....	108
7.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	109
7.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	110
7.1.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	110
7.1.3	Налоговые расходы .....	112
7.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности .....	112
7.3	Оценка инвестиционного проекта. Коммерческая эффективность .....	114
7.3	Бюджетная эффективность .....	114
7.4	Анализ чувствительности .....	115
8	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	118
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений .....	118
8.2	Пожарная безопасность .....	118

8.3 Охрана труда и техника безопасности .....	120
8.4 Охрана окружающей среды .....	122
8.4.1 Водоохранные мероприятия .....	122
8.4.1.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов .....	122
8.4.1.2 Водоохранная зона .....	123
8.4.1.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции .....	124
8.4.2 Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....	125
8.4.3 Охрана от промышленных отходов .....	126
9 Выбор состава работающего генерирующего оборудования в условиях конкурентного рынка электроэнергии и мощности. ....	127
9.1 Оптовый рынок электроэнергии и мощности. ....	127
9.2 Основные отличия новой модели оптового рынка. ....	128
9.3 Определение готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии. ....	128
9.4 Выполнение требований рынка к генерирующему оборудованию .....	129
9.5 Описание задачи ВСВГО .....	130
9.6 Порядок формирования уведомлений ВСВГО. ....	130
9.5 Уведомлением о составе и параметрах генерирующего оборудования ....	131
9.6 Решение оптимизационной задачи расчета выбора состава генерирующего оборудования. ....	132
9.7 Период расчета ВСВГО .....	132
Заключение .....	132
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	132
Приложение 1 Регулирование в маловодном голу .....	140
Приложение 2 Регулирование в средневодном году .....	141

## Сокращённый паспорт Тас-Юряхской ГЭС

1. Наименование реки ..... Мая;
  2. Местонахождение ГЭС ..... Хабаровский край;
  3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
  4. Характерные расходы воды:
    - а) Максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 877 м<sup>3</sup>/с;  
0,01% ..... 1078 м<sup>3</sup>/с;
    - б) Минимальный ..... 135 м<sup>3</sup>/с;
  5. Параметры водохранилища:
    - а) Характер регулирования стока ..... годовой;
    - б) Отметка: НПУ ..... 547,00 м;  
ФПУ 548,00 м;  
УМО 541,15 м
    - в) Полезный объем ..... 1,13 м<sup>3</sup>;
  6. Напоры ГЭС:
    - а) Максимальный ..... 23,8 м;
    - б) Расчетный ..... 16,4 м;
    - в) Минимальный ..... 15 м;
  7. Энергетические характеристики:
    - а) Мощность:  
Установленная 84 МВт;
    - б) Среднегодовая выработка энергии ..... 145,8 млн. кВт·ч;
  8. Плотины:
    - а) Правобережная ..... грунтовая;
    - б) Левобережная ..... бетонная;
    - в) Водосливная ..... ;
    - в) Общая длина / максимальная высота ..... 1000 м / 32,7 м;
  9. Водосбросные сооружения
    - а) Тип ..... поверхностный водослив;
    - б) Число и размер пролетов ..... 18 отверстий по 16 м;
    - в) Общая длина ..... 339 м;
  10. Здание ГЭС:
    - а) Тип здания ..... русловое;
    - б) Число агрегатов ..... 3;
- Основное оборудование:
- а) Тип турбины ..... ПЛ -30А-6300;
  - б) Тип генератора ..... СВ-650/150-72;

- в) Мощность генератора .....32,9 МВт;
- г) Частота вращения .....83,3 об/мин;
- д) Тип трансформаторов ..... ТДТН 40000/110;

Технико-экономические показатели:

- а) Удельные капиталовложения ..... 64049,4 руб./ кВт·ч;
- б) Себестоимость энергии..... 0,16 руб./кВт·ч;
- в) Показатели эффективности:
  - Внутренняя норма рентабельности ..... 11,69 %;
  - Срок окупаемости..... 10 лет.



## ВВЕДЕНИЕ

Человек издревле использует энергию рек. Именно использование водных ресурсов на пользу человеку было фундаментом первых цивилизаций. Именно использование водных ресурсов дало человеку пищу, защиту и многое другое. Роль рек в развитии человечества сложно оценить. И сейчас, в 21 веке, реки играют огромную роль в жизни человека, служат не только источником воды, но и используются для преобразования энергии потока в электрическую энергию.

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире. Себестоимость производства электроэнергии в кВтч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, на мой взгляд, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционно привлекательная отрасль народного хозяйства.

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

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

Мая – река, расположенная в Хабаровском крае, правый приток реки Алдан. Длина реки составляет 1053 км, площадь бассейна — 171 000 км<sup>2</sup>.

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат**

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа.

Зима в крае — продолжительная, снежная, суровая. Холодный период года длится в среднем шесть месяцев (с конца октября по конец апреля). Средняя температура января от  $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$  на юге и до  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  на севере, на побережье от  $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум температуры даже на юге края достигает  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге  $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , на севере около  $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Мая — большая река в Хабаровском крае и Якутии (Россия), правый приток Алдана.

Образуется слиянием рек Правая Мая и Левая Мая. большей частью протекает в пределах Юдомо-Майского нагорья. Длина — 1053 км, площадь бассейна — 171 000 км<sup>2</sup>. Среднегодовой расход воды в 88 км от устья — 1159 м<sup>3</sup>/с<sup>[2]</sup>. В верхнем и среднем течении долина широкая, заболоченная, в низовьях более узкая. Питание смешанное. Половодье с мая по сентябрь. Замерзает во 2-й половине октября, вскрывается в мае.

Судоходна на 547 км от устья. В Хабаровском крае расположен участок от истока до устья р. Юдомы (874 км).

Во 2-й половине XVII века по долине Май шёл путь из Якутска к Охотскому морю.

На реке расположены населённые пункты Курун-Урях, Нелькан, Джигда, Аим, Усть-Юдома, на реке Алдан напротив устья — Усть-Мая.

#### **1.1.3 Инженерно-геологические условия**

В основании выбранного створа залегает суглинок – кислая магматическая горная порода гранит.

Физико-механические свойства:

- плотность 2200 кг/м<sup>3</sup>;
- предел прочности при сжатии 100 МПа;
- угол внутреннего трения 40°.

Основные сооружения Тас-Юряхской ГЭС расположены на реке Мая в створе. В районе характерна верхнепалеозойская гранитная интрузия, с рыхлыми отложениями неоген-четвертичного возраста. Количество и величина трещин и микротрещин в указанных гранитах варьируется, но в целом их водопроницаемость низка. Вторичные изменения в породе наблюдаются в незначительной степени, в основном это разрушение минералов внутри горных пород из-за тектонических движений и выветривание. Указанные граниты, в основном имеют монолитный внешний облик и постоянный минеральный и петрографический состав.

## 1.2 Энерго–экономическая характеристика региона

Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока» управляет режимами четырех энергосистем ОЭС Востока, расположенных на территории пяти субъектов Российской Федерации: Амурской области, Приморского и Хабаровского краев, Еврейской автономной области, а также Республики Саха (Якутия).

Тас-Юряхская ГЭС территориально расположена в зоне Хабаровского РДУ. Хабаровское РДУ создано в 2003 году. Операционная зона охватывает два субъекта федерации общей площадью 823,9 тыс. км<sup>2</sup> с населением 1,474 млн человек.

В управлении и ведении Хабаровского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 2100,7 МВт. Наиболее крупными из них являются Амурская ТЭЦ-1, Комсомольская ТЭЦ-2, Комсомольская ТЭЦ-3, Хабаровская ТЭЦ-1 и Хабаровская ТЭЦ-3 АО «ДГК». Также в операционной зоне Хабаровского РДУ находятся 2624,1 км линий электропередачи (ВЛ) класса напряжения 110 кВ, 4426,7 км ВЛ 220 кВ, 1162,9 км ВЛ 500 кВ, трансформаторные подстанции и распределительные устройства электростанций с суммарной мощностью трансформаторов 10292,2 МВА.

Выработка электроэнергии в операционной зоне Хабаровского РДУ в 2019 году составила 8,347 млрд кВт\*ч, потребление – 10,487 млрд кВт\*ч.

## 2 Водно-энергетический расчёт

### 2.1 Исходные данные

Гидрологический ряд расходов реки Мая воды за период 1952–2001 гг.

Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы воды (м<sup>3</sup>/с) в створе ГЭС представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Среднемесячные, среднегодовые и среднемноголетние расходы воды (м<sup>3</sup>/с) в створе ГЭС

	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
1	1952	20	21	19	89	438	476	72	74	105	36	41	24	118
2	1953	26	14	15	126	431	390	46	98	84	38	26	23	110
3	1954	24	22	11	58	466	496	56	85	51	34	24	18	112
4	1955	19	16	17	42	300	443	31	30	51	32	26	19	85
5	1956	13	9	16	69	210	445	68	54	74	30	22	13	85
6	1957	7	9	7	48	315	218	47	50	25	14	19	6	64
7	1958	17	14	16	52	383	327	80	62	75	19	29	23	91
8	1959	23	26	21	91	251	675	93	77	50	33	38	14	116
9	1960	12	14	11	37	329	150	49	25	49	20	10	6	59
10	1961	21	44	38	136	736	452	68	134	117	60	42	38	157
11	1962	10	16	18	42	399	357	42	62	76	19	16	11	89
12	1963	16	22	29	72	436	545	43	56	93	38	38	20	117
13	1964	12	11	16	45	340	216	35	52	36	34	16	18	69
14	1965	10	9	10	38	353	384	30	31	49	14	17	15	80
15	1966	25	21	23	52	419	559	68	47	59	34	24	18	112
16	1967	36	37	20	55	557	556	57	120	88	74	29	35	139
17	1968	18	17	18	68	603	394	81	87	67	29	35	12	119
18	1969	13	14	7	46	383	361	24	47	52	21	14	14	83
19	1970	19	14	12	90	668	346	103	77	71	25	25	14	122
20	1971	16	38	30	95	578	465	112	99	120	38	54	27	139
21	1972	30	28	15	90	733	554	131	110	114	44	35	29	159
22	1973	28	14	16	48	466	673	57	78	77	35	25	22	128
23	1974	19	16	20	28	481	503	76	64	65	39	25	10	112
24	1975	23	20	30	117	489	709	105	46	100	34	47	17	145
25	1976	31	24	25	83	317	438	121	66	86	25	26	31	106
26	1977	14	28	18	84	260	512	95	68	90	30	17	23	103
27	1978	20	20	31	63	303	481	55	97	91	29	23	19	103
28	1979	18	12	22	36	389	265	62	30	71	21	28	19	81

29	1980	17	13	17	57	298	466	51	55	38	22	21	11	89
30	1981	16	15	10	36	269	348	42	67	28	33	23	12	75
31	1982	11	25	20	49	280	570	71	91	93	19	36	14	106
32	1983	17	13	18	90	473	607	40	85	47	29	31	13	122
33	1984	22	24	23	79	557	352	39	77	35	21	33	21	107
34	1985	27	27	19	97	480	614	77	96	91	30	37	20	135

Окончание таблицы 2.1

	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
35	1986	13	9	13	73	450	369	64	69	42	30	30	20	98
36	1987	36	27	20	101	328	841	53	71	126	27	36	17	140
37	1988	16	18	14	103	599	430	67	71	79	45	24	27	124
38	1989	23	38	20	89	781	316	134	70	60	67	44	36	140
39	1990	25	16	27	66	377	607	35	44	44	24	21	17	108
40	1991	16	14	10	82	540	586	96	87	98	51	55	30	139
41	1992	14	7	10	21	325	282	37	25	21	25	19	11	66
42	1993	19	16	22	75	610	593	67	64	90	22	34	12	135
43	1994	16	11	17	44	364	198	24	38	43	24	17	6	67
44	1995	29	17	15	86	408	725	101	122	64	57	29	23	140
45	1996	6	7	7	30	235	227	38	34	28	24	14	11	55
46	1997	11	18	11	33	185	264	25	39	30	25	18	11	56
47	1998	12	17	11	61	192	228	47	31	66	21	27	11	60
48	1999	17	12	38	119	578	678	60	59	110	51	26	45	149
49	2000	15	14	12	46	196	234	28	26	41	27	23	11	56
50	2001	11	11	19	32	426	218	40	40	45	23	13	14	74

$Q_{\max \text{ расч.}} = 1078 \text{ м}^3/\text{сек.}$  Расчетная обеспеченность 0,01 %

Полином зависимости  $Z_{вб}=f(V)$ :

$$Z_{вб} = -0,129589063252524 \cdot V^6 + 2,22449596284059 \cdot V^5 - 11,849702514206 \cdot V^4 + 29,0055245310214 \cdot V^3 - 38,9650227257916 \cdot V^2 + 37,3252974778361 \cdot V^1 + 521,989860156453$$

Полином зависимости  $Z_{у,}=f(Q)$ :

Полином зависимости  $Z_{нб}=f(Q)$  для летних месяцев:

$$Z_{нб} = 0,00000000000000238709339355488 \cdot Q^5 - 0,0000000000955196130525415 \cdot Q^4 + 0,000000139209295431375 \cdot Q^3 - 0,0000922233601841072Q^2 + 0,0338016015730318 \cdot Q + 522,277974670098$$

Полином зависимости  $Z_{нб}=f(Q)$  для зимних месяцев (коэффициент для зимних условий  $k=0.9$ ):

$$Z_{нб} = 0,00000000000000404256361615131 \cdot Q^5 - 0,000000000145586972876831 \cdot Q^4 + 0,000000190959252695244Q^3 - 0,00011385599960434 \cdot Q^2 + 0,0375573344872464 \cdot Q + 522,277974756165$$

Полином зависимости  $Z_{нб}=f(F)$ :

$$Z_{нб} = 0,0000000000000183868682701191 \cdot F^5 - 0,00000000046399892367449 \cdot F^4 + 0,000000435075419774611 \cdot F^3 - 0,000189636933697557 \cdot F^2 + 0,0457276897113843 \cdot F + 522,142850590666$$

Отметка нормального подпорного уровня НПУ = 547 м;

Данные о требованиях и участниках ВХК и потерь воды представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 - Требования участников ВХК и потери воды

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q %, м <sup>3</sup> /с	9	11	18	63	261	219	49	35	20	16	16	8
Q испарение	0	0	0	1	3	2	0	0	0	0	0	0
Q льдообраз.	2	0	-1	-3	-3	0	0	0	0	1	2	2
Q фильтрация	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q шлюзы	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q вхк	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

Данные по энергосистеме:

$$P_{max} = 731 \text{ МВт}$$

Суточные графики нагрузки Хабаровского РДУ района на период 23.07.2017 представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Суточные графики нагрузки Хабаровского РДУ района на период 23.07.2017

Время	Потребление, МВт*ч	Потребление, МВт*ч
3:00	2711	601
4:00	2906	644
5:00	3075	682
6:00	3173	703
7:00	3223	714
8:00	3200	709
9:00	3168	702
10:00	3143	697
11:00	3121	692
12:00	3097	686
13:00	3090	685
14:00	3097	686
15:00	3111	689
16:00	3134	695
17:00	3197	709
18:00	3300	731
19:00	3167	702
20:00	2924	648
21:00	2672	592
22:00	2530	561
23:00	2443	541
0:00	2397	531

1:00	2382	528
2:00	2409	534

$$P_{max} = 1174 \text{ МВт}$$

Суточные графики нагрузки Хабаровского РДУ района на период 23.01.2017 представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Суточные графики нагрузки Хабаровского РДУ района на период 23.01.2017

Время	Потребление, МВт*ч	Потребление, МВт*ч
3:00	2711	601
4:00	2906	644
5:00	3075	682
6:00	3173	703
7:00	3223	714
8:00	3200	709
9:00	3168	702
10:00	3143	697
11:00	3121	692
12:00	3097	686
13:00	3090	685
14:00	3097	686
15:00	3111	689
16:00	3134	695
17:00	3197	709
18:00	3300	731
19:00	3167	702
20:00	2924	648
21:00	2672	592
22:00	2530	561
23:00	2443	541
0:00	2397	531
1:00	2382	528
2:00	2409	534

Нагрузочный резерв - 3 %.

Аварийный резерв – 8 %.

Коэффициент мощности  $K_m = 8,7$ .

Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 0,25$  м.

## 2.2 Определение расходов маловодного и средневодного года в заданном створе

Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

P, %	Qср. год	Годы	Qср. Пол	Годы	Qср. Меж	Годы	m
2	159	1972	644	1972	70	1961	1
4	157	1961	628	1999	63	1971	2
6	149	1999	602	1993	63	1972	3

Окончание таблица 2.5

P, %	Qср. год	Годы	Qср. Пол	Годы	Qср. Меж	Годы	m
8	145	1975	599	1975	58	1989	4
10	140	1987	594	1961	55	1967	5
12	140	1989	585	1987	54	1995	6
14	140	1995	570	1973	54	1991	7
16	139	1971	567	1995	54	1975	8
18	139	1991	563	1991	54	1999	9
20	139	1967	557	1967	52	1985	10
22	135	1993	549	1989	52	1987	11
24	135	1985	547	1985	51	1952	12
25	128	1973	540	1983	50	1953	13
27	124	1988	522	1971	49	1959	14
29	122	1983	515	1988	47	1977	15
31	122	1970	507	1970	47	1988	16
33	119	1968	499	1968	46	1970	17
35	118	1952	492	1974	45	1978	18
37	117	1963	492	1990	45	1968	19
39	116	1959	491	1963	43	1982	20
41	112	1966	489	1966	43	1963	21
43	112	1974	481	1954	43	1993	22
45	112	1954	463	1959	42	1973	23
47	110	1953	457	1952	40	1958	24
49	108	1990	455	1984	39	1983	25
51	107	1984	425	1982	38	1954	26
53	106	1982	411	1953	38	1984	27
55	106	1976	410	1986	37	1966	28
57	103	1977	392	1978	37	1956	29
59	103	1978	386	1977	37	1986	30
61	98	1986	382	1980	36	1974	31
63	91	1958	378	1962	36	1979	32
65	89	1962	378	1976	32	1990	33
67	89	1980	372	1969	32	1962	34
69	85	1955	372	1955	31	1998	35
71	85	1956	369	1965	30	1980	36
73	83	1969	355	1958	30	1955	37
75	81	1979	328	1956	28	1981	38
76	80	1965	327	1979	28	1964	39
78	75	1981	322	2001	27	1969	40
80	74	2001	309	1981	25	2001	41
82	69	1964	304	1992	25	2000	42
84	67	1994	281	1994	24	1994	43
86	66	1992	278	1964	24	1957	44



88	64	1957	267	1957	23	1960	45
90	60	1998	240	1960	23	1965	46
92	59	1960	231	1996	22	1997	47
94	56	2000	225	1997	22	1996	48
96	56	1997	215	2000	20	1992	49
98	55	1996	210	1998	19	1987	50

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

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1990 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{пбазовый}}}{Q_{\text{п1990}}} = \frac{425}{492} = 0,92 \quad (1)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{мбазовый}}}{Q_{\text{м1990}}} = \frac{40}{32} = 1,25 \quad (2)$$

Аналогично вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1984 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{пбазовый}}}{Q_{\text{п1984}}} = \frac{425}{455} = 0,93 \quad (3)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{мбазовый}}}{Q_{\text{м1984}}} = \frac{40}{38} = 1,03 \quad (4)$$

При корректировке коэффициенты были изменены  $K_{\text{М}} = 0.95$ ,  $K_{\Pi} = 1,01$ .

Данные о расчетном средневодном году (P=50 %) без приведения и с приведением представлены в таблице 2.6

Таблица 2.6 - Расчётный средневодный год (P=50 %) без приведения и с приведением

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср</sub> , м <sup>2</sup> /с
Q50%, м <sup>2</sup> /с	22	24	23	72	552	357	77	52	35	21	33	21	107
Q50%прив, м <sup>2</sup> /с	23	24	23	74	513	332	79	54	36	21	34	21	103
Q50%кор, м <sup>2</sup> /с	21	23	22	68	558	361	73	49	33	20	31	20	107

### Выбор расчетного маловодного 1998 года (P=90 %)

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п1960}}}{Q_{\text{п1998}}} = \frac{240}{210} = 1,14 \quad (5)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м1960}}}{Q_{\text{м1998}}} = \frac{23}{31} = 0.74 \quad (6)$$

Составим таблицу с приведенным и корректировочным расходом для 1998 года.

Данные о расчетном маловодном году (P=90 %) без приведения и с приведением представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Расчётный маловодный год (P=90 %) без приведения и с приведением

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср, м <sup>2</sup> /с
Q90%, м <sup>2</sup> /с	12	11	17	61	228	192	66	47	27	21	21	11	60
Q90%прив, м <sup>2</sup> /с	9	11	18	63	261	219	49	35	20	16	16	8	60

Сравнение расчётных маловодного и средневодного годов представлено в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Сравнение расчётных маловодного и средневодного годов

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q50%-Q90%	13	11	4	5	297	141	24	15	13	4	16	12

## 2.4 Обработка данных по энергосистеме

### 2.4.1 Построение с интегральных кривых. Суточный график нагрузки

Построение суточного графика нагрузки.

$$k = \frac{\text{Э}_{\text{ОДУ}}}{\text{Э}_{\text{РДУ}}} = \frac{9.5 \text{ млрд.КВт}\cdot\text{ч}}{2.1 \text{ млрд.КВт}\cdot\text{ч}} = 4,5 \quad (7)$$

Данные для построения суточного графика нагрузки (23.01.2017) представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Данные для построения суточного графика нагрузки (23.01.2017)

Время Мск	Потребление ОДУ, МВт*ч	Потребление РДУ, МВт*ч
7:00	4906	1115
8:00	5126	1165
9:00	5182	1178
10:00	5283	1201
11:00	5246	1192
12:00	5083	1155
13:00	5132	1166
14:00	4970	1130

15:00	4866	1106
16:00	4871	1107
17:00	4825	1097
18:00	5139	1168

Окончание таблицы 2.8

Время Мск	Потребление ОДУ, МВт*ч	Потребление РДУ, МВт*ч
19:00	5235	1190
20:00	5163	1173
21:00	5111	1162
22:00	5042	1146
23:00	4936	1122
0:00	4704	1069
1:00	4559	1036
2:00	4467	1015
3:00	4510	1025
4:00	4464	1015
5:00	4495	1022
6:00	4535	1031
7:00	4835	1099

Данные для построения суточного графика нагрузки (23.07.2017) представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Данные для построения суточного графика нагрузки (23.07.2017)

Время Мск	Потребление ОДУ, МВт*ч	Потребление РДУ, МВт*ч
7:00	759	703
8:00	793	734
9:00	801	742
10:00	817	757
11:00	811	752
12:00	786	728
13:00	794	735
14:00	768	712
15:00	752	697
16:00	753	698
17:00	746	691
18:00	795	736
19:00	809	750
20:00	798	740
21:00	790	732
22:00	780	722
23:00	763	707
0:00	727	674
1:00	705	653
2:00	691	640
3:00	697	646

4:00	690	639
5:00	695	644
6:00	701	650

Данные для построения интегральной кривой нагрузки (23.01.2017) представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Данные для построения интегральной кривой нагрузки (23.01.2017)

t	P	$\Delta P$ МВт	Э	$\Sigma P$ МВт	$\Sigma Э$ тыс. кВт*ч	$\Sigma Э$ млн. кВт*ч
0	731	0	0	0	0	0,000
1	714	5	5	5	5	0,005
2	709	1	1	6	6	0,006
3	709	5	16	11	22	0,022
4	703	1	4	12	27	0,027
5	702	0	1	12	28	0,028
6	702	5	32	18	60	0,060
7	697	2	14	20	74	0,074
8	695	3	23	23	97	0,097
9	692	2	20	25	117	0,117
10	689	3	31	28	148	0,148
11	686	0	0	28	148	0,148
12	686	2	19	29	166	0,166
13	685	3	43	33	210	0,210
14	682	33	469	66	678	0,678
15	648	4	60	70	738	0,738
16	644	43	691	113	1430	1,430
17	601	9	147	122	1576	1,576
18	592	31	566	154	2143	2,143
19	561	19	366	173	2509	2,509
20	541	8	151	180	2660	2,660
21	534	3	56	183	2716	2,716
22	531	3	73	186	2789	2,789
23	528	528	12142	714	14931	14,931

Данные для построения интегральной кривой нагрузки (23.07.2017) представлены в таблице 2.11

Таблица 2.11 – Данные для построения интегральной кривой нагрузки (23.07.2017)

t	P	ΔP МВт	Э	ΣP МВт	ΣЭ тыс. кВт*ч	ΣЭ млн. кВт*ч
0	1174	7	7	0	7	0,000
1	1168	7	15	14	21	0,021
2	1160	2	7	16	28	0,028
3	1158	10	38	26	66	0,066

Окончание таблицы 2.11

t	P	ΔP МВт	Э	ΣP МВт	ΣЭ тыс. кВт*ч	ΣЭ млн. кВт*ч
4	1148	5	27	31	93	0,093
5	1143	5	32	36	125	0,125
6	1138	9	62	45	187	0,187
7	1129	1	11	47	197	0,197
8	1128	2	16	48	213	0,213
9	1126	15	153	64	366	0,366
10	1111	1	7	64	373	0,373
11	1110	6	69	70	443	0,443
12	1104	3	40	73	483	0,483
13	1101	5	68	78	551	0,551
14	1096	0	0	78	551	0,551
15	1096	26	411	104	963	0,963
16	1070	6	109	110	1072	1,072
17	1064	1	16	111	1088	1,088
18	1063	22	413	133	1500	1,500
19	1041	20	399	153	1899	1,899
20	1021	6	130	159	2030	2,030
21	1015	15	336	174	2366	2,366
22	1000	0	5	174	2371	2,371
23	1000	4	96	178	2467	2,467

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

График годовой нагрузки энергосистемы носит косинусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле.

Для максимальной нагрузки:

$$P_{max}(t) = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ| \quad (8)$$

$$a_{max} = \frac{P_{max}^{зима} + P_{max}^{лето}}{2} = \frac{1174 + 731}{2} = 952,5 \quad (9)$$

$$b_{max} = \frac{P_{max}^{зима} - P_{max}^{лето}}{2} = \frac{1174 - 731}{2} = 221,5 \quad (10)$$

Для среднемесячной нагрузки:

$$P_{cp}(t) = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{3,14}{180} \quad (11)$$

$$a_{cp} = \frac{P_{cp}^{зима} + P_{cp}^{лето}}{2} = \frac{1094 + 649}{2} = 1196 \quad (12)$$

$$b_{cp} = \frac{P_{cp}^{зима} - P_{cp}^{лето}}{2} = \frac{1094 - 649}{2} = 222,5 \quad (13)$$

Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки Хабаровского РДУ представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки Хабаровского РДУ

t	$\alpha$	$\cos\alpha$	$P_{max}(t)$	$a_{max}$	$b_{max}$	$P_{cp}(t)$	$a_{cp}$	$b_{cp}$
1	0,26	1	1167	953	221	1087	872	223
2	0,79	1	1109	953	221	1029	872	223
3	1,31	0	1010	953	221	929	872	223
4	1,83	0	896	953	221	814	872	223
5	2,36	-1	796	953	221	714	872	223
6	2,88	-1	739	953	221	656	872	223
7	3,40	-1	739	953	221	656	872	223

## 2.5 Перераспределение стока с полноводного периода на зимний период

### 2.5.1 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Для выбранного расчетного маловодного года (1998г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС}^{подв}, \quad N_{Быт.ГЭС} = k_N \cdot Q^{пр90\%}. \quad (14)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,7$ ;  
 $Q^{пр90\%}$  – бытовой расход расчетного маловодного года, м<sup>3</sup>/с;  
 $N_{ГЭС}^{подв}$  – подведенный напор ГЭС, м.

$$N_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h \quad (15)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,25$  м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв} \quad (16)$$

где  $Q_{ВХК}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с.

Данные о потерях представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Потери

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср</sub> , м <sup>3</sup> /с
Q <sub>90%</sub> , м <sup>3</sup> /с	9	11	18	63	261	219	49	35	20	16	16	8	60
Q <sub>исп</sub> , м <sup>3</sup> /с	0	0	0	1	3	2	0	0	0	0	0	0	
Q <sub>лéd.</sub> , м <sup>3</sup> /с	2	0	-1	-3	-3	0	0	0	0	1	2	2	
Q <sub>ф</sub> , м <sup>3</sup> /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Q <sub>шл.</sub> , м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
$\sum Q$ , м <sup>3</sup> /с	4	2	1	0	2	4	2	2	2	3	4	4	

Данные о требованиях ВХК представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Требования ВХК

Q <sub>ВХК</sub> , м <sup>3</sup> /с	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
--------------------------------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Выбор первого варианта гарантированной мощности представлен в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Выбор первого варианта гарантированной мощности

Месяцы	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	Q <sub>ср</sub> , м <sup>3</sup> /с
Q <sub>90%</sub> , м <sup>3</sup> /с	9	11	18	63	261	219	49	35	20	16	16	8	60
Z <sub>вб</sub> , м	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	
Z <sub>н б</sub> , м	523	523	523	524	527	527	524	523	523	523	523	523	
H, м	24	24	24	23	20	20	23	23	24	24	24	24	
N <sub>быт</sub> , МВт	1	2	3	13	45	37	9	7	4	3	2	1	
Q <sub>потери</sub> , м <sup>3</sup> /с	4	2	1	0	2	4	2	2	2	3	4	4	
Q <sub>полезн</sub> , м <sup>3</sup> /с	5	9	16	64	259	215	47	33	18	13	12	4	

Данные о работе по требованиям ВХК представлены в таблице 2.14

Таблица 2.14 – Работа по требованиям ВХК

Месяцы	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
Q ВХК, м <sup>3</sup> /с	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Zвб, м	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547	547
Zн б, м	523	523	523	523	523	523	524	524	524	524	522	522
H, м	24	24	24	24	24	24	23	23	23	23	25	25
Nвхк, МВт	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9

Сравнение двух режимов работы ГЭС представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Сравнение двух режимов

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q <sub>ср</sub> м <sup>3</sup> /с
N быт, МВт	1	2	3	13	45	37	9	7	2	3	2	1	10
Nвхк, МВт	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	N <sub>изб</sub> , МВт
Δ N, МВт	-7	-6	-5	4	36	29	1	-1	-6	-5	-6	-8	26,6

Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	P <sub>ср</sub> , МВт	N <sub>быт</sub> , МВт	N <sub>вхк</sub> , МВт
1	1087	1	8
2	1029	2	8
3	929	3	8
4	814	13	8
5	714	45	8
6	656	37	8
7	656	9	8
8	717	7	8
9	814	2	8
10	929	3	8
11	1029	2	9
12	1087	1	9

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (август).

## 2.6 Водно-энергетический расчёт

Основной задачей водно-энергетического расчета является определение гарантированных мощностей, УМО, определение полезного объёма водохранилища.

### 2.6.1 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году



Из первой итерации видно, что уровень воды в водохранилище к концу расчетного периода выше, чем в начале, следовательно стоит увеличить гарантированную мощность ГЭС, сравнив отметку ВБ и объём водохранилища в начале расчетного периода, с отметкой ВБ и объёмом в конце расчетного периода. Этот результат получен во второй итерации.

Используемые формулы:

$$Q_{\text{ПОЛ}} = Q_{\text{быт}} + Q_{\text{исп}} + Q_{\text{лёд}} + Q_{\text{шл}} + Q_{\text{ф}} \quad (17)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ПОЛ}} + Q_{\text{ВДХР}} \quad (18)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ХС}} + Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{Ф}} + Q_{\text{шл}} \quad (19)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{ВДХР}} \cdot 60^2 \cdot 24 \cdot 30}{10^9} \quad (20)$$

$$V_{\text{кон}} = V_{\text{нач}} - \Delta V \quad (21)$$

$$Z_{\text{ВБНАЧ}} = Z(\text{НПУ}) \quad (22)$$

$$Z_{\text{ВБКОН}} = f(V_{\text{ВБ}}) \quad (23)$$

$$Z_{\text{ВБср}} = \frac{Z_{\text{ВБНАЧ}} + Z_{\text{ВБКОН}}}{2} \quad (24)$$

$$Z_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}}) \quad (25)$$

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБср}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (26)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = \frac{H_{\text{ГЭС}} * 8,7 * Q_{\text{ГЭС}}}{1000} \quad (27)$$

Расчёт водно-энергетического регулирования в маловодном году (1 итерация) представлены в таблице 2.17. (Приложение 1 . Регулирование в маловодном году)

Расчёт водно-энергетического регулирования в маловодном году (2 итерация) представлены в таблице 2.18. (Приложение 1 . Регулирование в маловодном году)

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

– гарантированная мощность января, декабря –  $N_{\text{гар}} = 23$  МВт;

– уровень мёртвого объёма – УМО = 541,15 м.

– полезный объём –  $V_{\text{полезн}} = 1,13$  (км<sup>3</sup>).

График сработки и наполнения водохранилища в маловодном году представлен на рисунке 2.1.

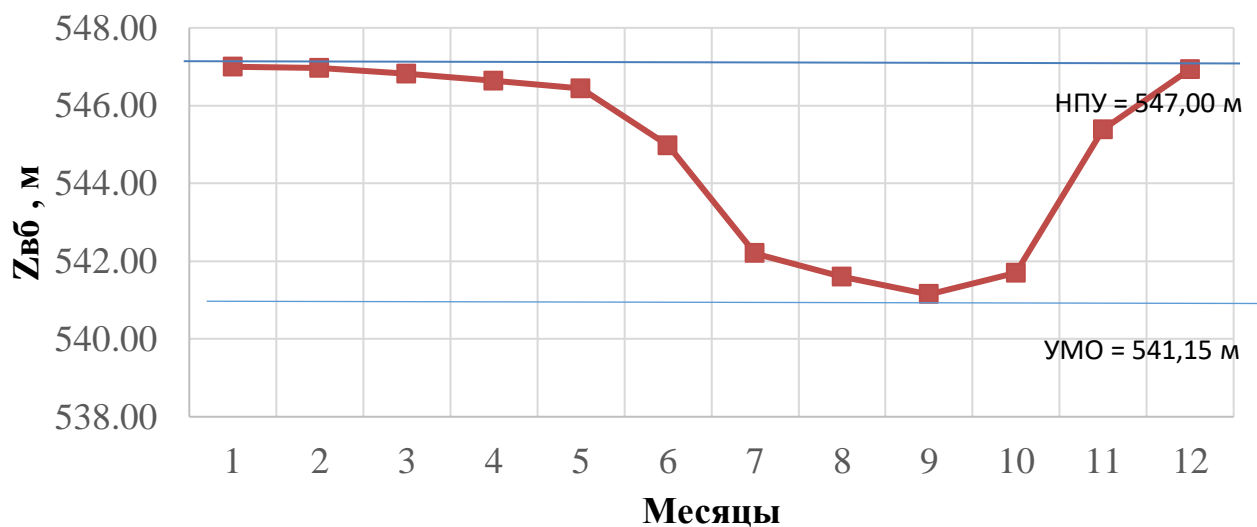


Рисунок 2.1 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном году

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища  $V_{\text{полезн}} = 1,12 \text{ км}^3$  к среднему за многолетний период объему годового стока ГЭС:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W} \quad (28)$$

$$W = \frac{\sum Q_{\text{год}}^{\text{ср}} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{105 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 3,31 \text{ км}^3 \quad (29)$$

$$\beta = \frac{1,13 \cdot 10^9}{3,31 \cdot 10^9} = 0,34$$

Таким образом, получаем годичное регулирование.

### 2.6.2 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Рассмотрим два режима наполнения водохранилища по отметкам и по мощностям в период наполнения в маловодном году, результаты которых представлены в таблицах 2.19 и 2.20 соответственно. (Приложение 2. Регулирование в средневодном году)

По данным расчёта таблицы 20 получили среднемноголетнюю выработку, равную:

$$\sum \mathcal{E} = 3,72 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

По данным расчёта таблицы 19 получили среднемноголетнюю выработку, равную:

$$\sum \mathcal{E} = 4,86 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Кривая сработки и наполнения реки в средневодном году (по отметкам) представлена на рисунке 2.2.

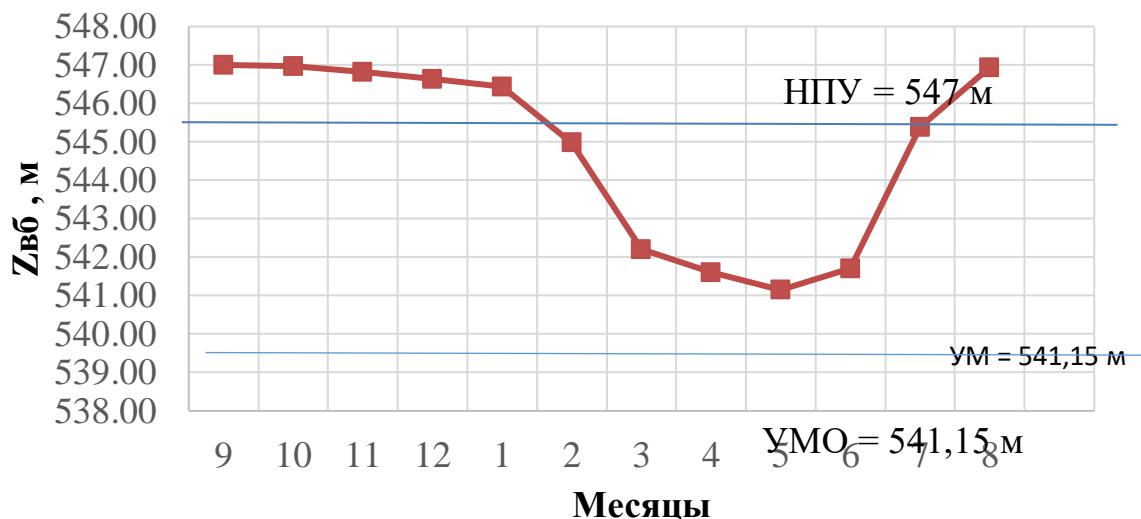


Рисунок 2.2 – Кривая сработки и наполнения реки в средневодном году (по отметкам)

Кривая сработки и наполнения реки в средневодном году (по мощностям) представлена на рисунке 2.3.

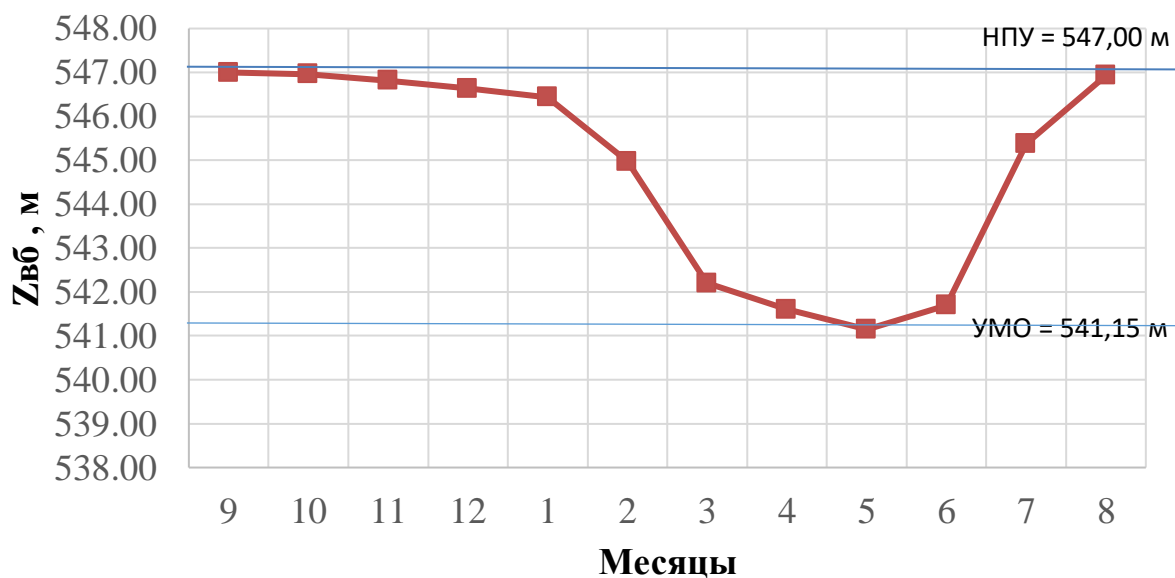


Рисунок 2.3 – Кривая сработки и наполнения реки в средневодном году (по мощностям)

Из результатов таблицы видно, что суммарная выработка режима работы по отметкам больше, чем суммарная выработка режима работы по мощностям. Основываясь на этом выбираем ВЭР по условию средневодного года методом уравнения отметок.

## 2.7 Определение рабочей мощности ГЭС

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

### 2.7.1 Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС в июне (июле) и других месяцах

Используя рисунок ИКН находим рабочие мощности для проектируемой ГЭС. В июне:

$$N_{\text{раб.июль}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{июль}}^{\text{пикГЭС}} + N_{\text{июль}}^{\text{базаГЭС}} = 17 + 4 = 21 \text{ МВт} \quad (30)$$

Проведя аналогичную работу на заранее построенных для них ИКН находим рабочие мощности для каждого месяца. Все результаты сводим в таблицу 2.21.

Таблица 2.21 – Сводная таблица рабочих мощностей Гас-Юрхской ГЭС

Месяц	Проектируемая ГЭС					
	Ngp, МВт	Эб,млнкВт·ч	Эп,млнкВт·ч	Nб, МВт	Nп, МВт	Nраб, МВт
1	25	0,08	0,52	3	47	50
2	6	0,08	0,06	3	21	24
3	6	0,08	0,07	3	21	24
4	6	0,08	0,06	3	17	20
5	7	0,08	0,08	3	17	20
6	7	0,09	0,08	4	19	23
7	8	0,10	0,10	4	17	21
8	8	0,10	0,10	4	19	23
9	8	0,10	0,10	4	25	29
10	8	0,10	0,10	4	28	32
11	7	0,09	0,08	4	23	27
12	25	0,08	0,52	3	47	50

Знание данных мощностей необходимо для последующего выполнения баланса мощностей представленного на рисунке 2.4.

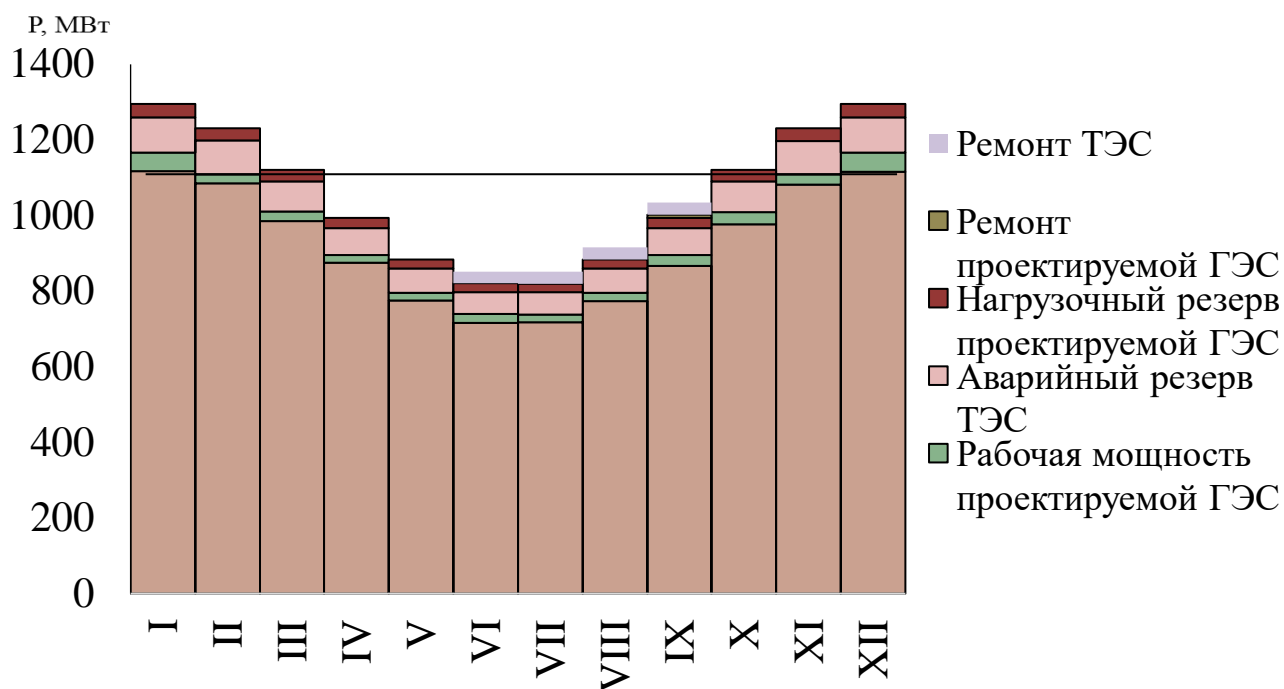


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Построение режимного поля

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{ВВ}(V_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h; \quad (31)$$

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

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

$\Delta h$  – заданные потери в водоподводящих сооружениях ( $\Delta h = 0,02$  м).

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый минимальным расходом в сработке–наполнении водохранилища по маловодному году:

$$Q_{min} = 40 \text{ м}^3/\text{с},$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$N_{уст}^{прГЭС} = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}, \quad (32)$$

где  $N_{уст}^{прГЭС}$  – установленная мощность проектируемой ГЭС;

$k_N$  – заданный коэффициент мощности ( $k_N = 8,7$ ).

Ниже точки расчетного напора режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которая может быть построена по следующей зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \frac{\sqrt{H_{ГЭС}}}{H_p^N}, \quad (33)$$

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе при расчетном по мощности напоре  $H_p^N$ .

Параметры режимного поля, определенные по формулам выше представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики		Линия ограничения по расчетной установленной мощности			Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по расходу сан.пропуска	
$Q_{нб},$ $м^3/с$	$Z_{нб.з},$ м	$Z_{нб.з},$ м	$H_{нпу},$ м	$H_{умо},$ м	$H_{ВБ}^{янб}$	$H,$ м	$Q,$ м <sup>3</sup> /с	$H,$ м	$Q,$ м <sup>3</sup> /с	$H,$ м	$Q,$ м <sup>3</sup> /с
0	522,3	522,3	24,5	18,6	22,4	25,0	386,2	15,0	643,7	25	20
60	524,0	524,2	22,6	16,7	20,6	24,8	390,1	14,8	638,3	0	20
120	525,2	525,4	21,3	15,5	19,3	24,5	394,1	14,5	632,9		
180	526,1	526,3	20,4	14,6	18,4	24,3	398,2	14,3	627,4		
240	526,7	526,9	19,8	14,0	17,8	24,0	402,3	14,0	621,9		
300	527,2	527,4	19,4	13,5	17,3	23,8	406,5	13,8	616,3		
360	527,5	527,8	19,0	13,1	17,0	23,5	410,9	13,5	610,6		
420	527,9	528,1	18,6	12,8	16,6	23,3	415,3	13,3	605,0		
480	528,2	528,5	18,3	12,4	16,2	23,0	419,8	13,0	599,2		
540	528,5	528,9	17,8	12,0	15,8	22,8	424,4	12,8	593,4		
600	528,9	529,3	17,4	11,6	15,4	22,5	429,1	12,5	587,6		
660	529,3	529,8	16,9	11,1	14,9	22,3	433,9	12,3	581,7		
720	529,7	530,3	16,5	10,6	14,5	22,0	438,9	12,0	575,7		
780	530,1	530,7	16,0	10,2	14,0	21,8	443,9	11,8	569,7		
840	530,5	531,1	15,7	9,8	13,6	21,5	449,1	11,5	563,6		
900	530,9	531,4	15,3	9,5	13,3	21,3	454,4	11,3	557,4		
1020	531,5	531,8	14,9	9,1	12,9	20,8	465,3	10,8	544,9		
1080	531,7	531,9	14,8	9,0	12,8	20,5	471,0	10,5	538,5		
1140	531,8	532,0	14,8	8,9	12,7	20,3	476,8	10,3	532,1		
1200	531,9	532,1	14,7	8,8	12,6	20,0	482,8	10,0	525,6		
1260	532,0	532,3	14,5	8,6	12,5	19,8	488,9	9,8	518,9		

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля (продолжение таблицы 3.1)

Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$H,$ м	$Q,$ м <sup>3</sup> /с	$H,$ м	$Q,$ м <sup>3</sup> /с
19,5	495,1	9,5	512,3
19,3	501,6	9,3	505,5
19,0	508,2	9,0	498,6
18,8	514,9	8,8	491,6
18,3	529,1	8,3	477,4
18,0	536,4	8,0	470,1
17,8	544,0	7,8	462,7
17,5	551,7	7,5	455,1
17,3	559,7	7,3	447,5
17,0	568,0	7,0	439,7
16,8	576,4	6,8	431,8
16,5	585,2	6,5	423,7
16,3	594,2	6,3	415,5
16,0	603,4	6,0	407,1
15,8	613,0	5,8	398,5
15,5	622,9	5,5	389,8



Окончание таблицы 3.1

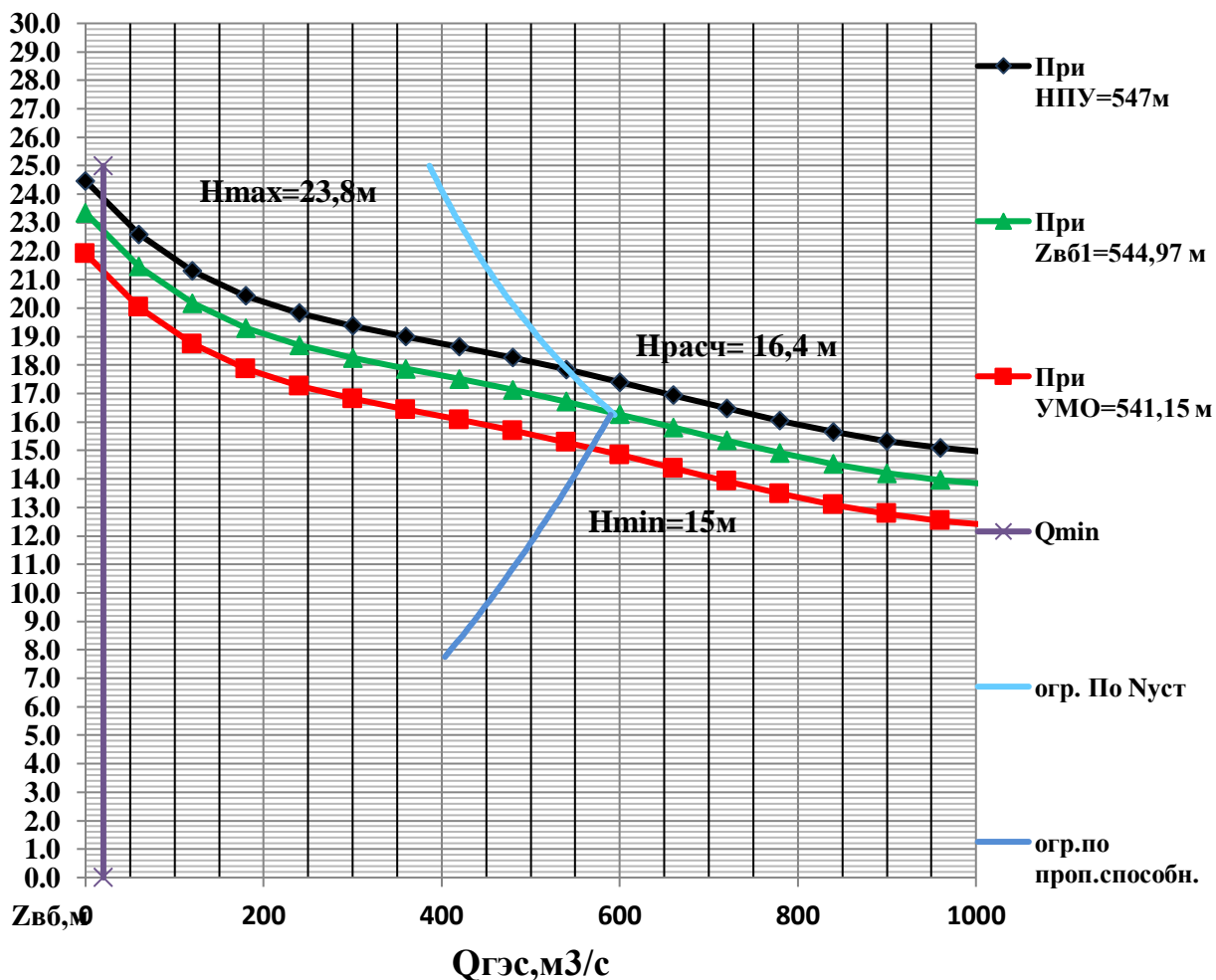
Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
15,3	633,1		
15,0	643,7		
17,0	568,0		
16,8	576,4		
16,5	585,2		
16,3	594,2		
16,0	603,4		
15,8	613,0		
15,5	622,9		

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

– максимальный напор  $H_{max} = 23,8 м$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор  $H_{расч} = 16,4 м$ . Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор  $H_{min} = 15 м$ . Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.



### Рисунок 3.1–Режимное поле

Основные параметры работы, проектируемой ГЭС исходя из режимного поля представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры работы, проектируемой ГЭС

$H_{max}$ , м	$H_{расч}$ , м	$H_{min}$ , м	$Q_{min}$ , м <sup>3</sup> /с	$Q_{max}$ , м <sup>3</sup> /с	$H_{min}/H_{max}$
23,8	16,4	15	40	594,2	0,5

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение  $H_{max}=23,8$  м было близко к предельному напору  $H_{пред}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.  $H_{max} \leq H_{пред}$ .

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛ30-В и ПЛ30б-В основные параметры которых представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
$H_{пред}$ , м	30	30
$H_{min}/H_{max}$	0,5	0,5
$n'_{1\ opt}$ , об/м	126	130
$Q_{1\ opt}$ , л/с	890	1270
$\eta_{opt}$	0,912	0,911
$Q'_{1\ max}$ , м <sup>3</sup> /с	1,95	1,9
$\sigma(Q'_{1\ max})$	1,0	1,0
$D_{1\ m}$ , м	0,46	0,46
$H_m$ , м	12	8
$t_{mod}$ , °С	21	21

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки  $P_1$ , предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$\text{Для ПЛ30б-В: } Q'_{(p1)} = 1,889 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,889,$$

Для данной турбины расчетные точки для различных вариантов диаметров изобразить на ГУХ невозможно.

$$\text{Для ПЛ30а-В: } Q'_{(p1)} = 1,68 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,893,$$

$$\text{Для ПЛ30а-В: } Q'_{(p1)} = 1,68 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,895,$$

$$\text{Для ПЛ30а-В: } Q'_{(p1)} = 1,16 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,908,$$

$$\text{Для ПЛЗ0а-В: } Q'_{(p1)} = 1,38 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,9055,$$

$$\text{Для ПЛЗ0а-В: } Q'_{(p1)} = 1,435 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,905,$$

$$\text{Для ПЛЗ0а-В: } Q'_{(p1)} = 1,69 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,891,$$

$$\text{Для ПЛЗ0а-В: } Q'_{(p1)} = 1,24 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,907$$

Далее производим расчет параметров турбины ПЛЗ0а-В для разных значений диаметра. Ниже представлен ход расчета для диаметра  $D_1 = 6,3$  м.

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_P^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (34)$$

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

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

$v_M, v_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_M; t_H$ ;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлически потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,886) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{6,3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{0,46}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,51}} \right) =$$

$$= 0,928$$

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитываем после уточнения числа агрегатов:

$$N_a' = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (35)$$

где  $Q'_{I_p}$  – приведенный расход воды в расчетной точке на УХ турбины (см. приложение А);

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$N_a' = 9,81 \cdot 1,77 \cdot 6^{3,2} \cdot 16,4^{1,5} \cdot 0,928 \cdot 0,97 = 36 \text{ МВт},$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N_a'}, \quad (36)$$

где  $N_{уст}^{прГЭС} = 84$  МВт – установленная мощность станции;

$N_a'$  – мощность агрегата в расчетной точке.

$$z_a' = \frac{84}{36} = 2,3,$$

Согласно стандарту, округляем число агрегатов, которое должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

$$z_a = 3 \text{ шт},$$

Далее пересчитываем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{84}{3} = 28 \text{ МВт},$$

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (37)$$

где  $\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_M$  – КПД модельной турбины.

$$\Delta = \frac{0,928}{0,912} = 1,05,$$

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_{Ip} \cdot \sqrt{H_P \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (38)$$

где  $n'_{Ip}$  – приведенная частота вращения в расчетной точке на УХ выбранной турбины;

$D_1, H_P$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения;

$$n_c = \frac{126 \cdot \sqrt{16,4 \cdot 1,05}}{6,3} = 79 \text{ об/мин,}$$

Принимаем стандартное значение синхронной частоты  $n_c = 83,3$  об/мин. Значения приведенной частоты вращения для напоров  $H_{max}, H_p^N, H_{min}$ , необходимые для нанесения на УХ выбранной турбины линий приведенной частоты находим по формуле:

$$n'_l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (39)$$

где  $n_c$  – синхронная частота вращения турбины;  
 $H$  – напоры  $H_{max}, H_p, H_{min}$ ;  
 $\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения.

$$n'_{max} = \frac{83,3 \cdot 6,3}{\sqrt{15 \cdot 1,05}} = 155 \text{ об/мин,}$$

$$n'_{расч} = \frac{83,3 \cdot 6,3}{\sqrt{16,4 \cdot 1,05}} = 132 \text{ об/мин,}$$

$$n'_{min} = \frac{83,3 \cdot 6,3}{\sqrt{23,8 \cdot 1,05}} = 107 \text{ об/мин,}$$

Окончательное положение расчетной точки на линии  $n'_{Hp}$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_l \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_G^{cp}}, \quad (40)$$

где  $Q'_l$  и  $\eta_T$  – приведенный расход и КПД модельной гидротурбины, подбором которых и устанавливают окончательное положение расчетной точки на УХ;  
 $N_a$  – округленная мощность агрегата в расчетной точке;  
 $D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;  
 $\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$Q'_l \cdot \eta_T = \frac{28000}{9,81 \cdot 6,3^2 \cdot 16,4^{1,5} \cdot 0,97} = 1,28,$$

Получаем координаты расчетной точки:  $\eta_T = 0,905, Q'_l = 1,41 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности. Для этого на линии  $n'_{Hmin}$ , соответствующей напору  $H_{max}$ , аналогичным образом, подставляя в вышеуказанное уравнение вместо  $H_p^N$  напор  $H_{max}$ , находим точку и соединяем ее с расчетной.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{28000}{9,81 \cdot 6,3^2 \cdot 23,8^{1,5} \cdot 0,97} = 0,66,$$

Получаем координаты данной точки:  $\eta_T = 0,901, Q'_I = 0,74 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии, параллельной открытию направляющего аппарата,  $a_0$ .

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ30а-В

$D_{1м}, \text{м}$	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
$\eta_T$	0,922	0,923	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926
$N_a^*, \text{МВт}$	8,95	10,13	11,38	12,71	14,47	16,35	18,34	20,44	22,66
$Z_a^*, \text{шт}$	9,4	8,3	7,4	6,6	5,8	5,1	4,6	4,1	3,7
$Z_a, \text{шт}$	10	9	8	8	6	6	6	6	4
$N_a, \text{МВт}$	8,4	9,3	10,5	10,5	14,0	14,0	14,0	14,0	21,0
$\Delta$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05
$n_c^*, \text{об/мин}$	158	149	140	133	125	117	111	105	100
$n_c, \text{об/мин}$	166,7	150	142,8	136,4	125	125	115,4	107,1	100,0
$n'_{max}, \text{об/мин}$	15	148	150	151	148	157	153	150	147
$n'_p, \text{об/мин}$	133	127	128	129	126	134	131	128	126
$n'_{min}, \text{об/мин}$	106	101	102	103	100	107	104	102	100
$Q_1 \cdot \eta_T, H_p$	1,53	0,75	1,51	1,35	1,58	1,40	1,25	1,12	1,52
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	0,77	0,75	0,7	0,68	0,79	0,70	0,63	0,56	0,76
$Q'_I, \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{max})$	0,41	0,72	0,64	0,57	0,50	0,44	0,40	0,36	0,32

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ30а-В

$D_{1м}, \text{м}$	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8,5
$\eta_T$	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930	0,931
$N_a^*, \text{МВт}$	25,48	28,46	32,69	36,06	40,80	45,84	51,18	65,81
$Z_a^*, \text{шт}$	3,3	3,0	2,6	2,3	2,1	1,8	1,6	1,3
$Z_a, \text{шт}$	4	3	3	3	3	2	2	2
$N_a, \text{МВт}$	21,0	28,0	28,0	28,0	28,0	42,0	42,0	42,0
$\Delta$	,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n_c^*, \text{об/мин}$	94	89	83	79	75	70	67	59
$n_c, \text{об/мин}$	100,0	90,9	83,3	83,3	75,0	71,4	68,2	60,0
$n'_{max}, \text{об/мин}$	156	150	147	155	148	149	151	150
$n'_p, \text{об/мин}$	134	128	126	132	127	128	129	128
$n'_{min}, \text{об/мин}$	106	102	100	105	101	101	102	102
$Q_1 \cdot \eta_T, H_p$	1,35	1,62	1,41	1,28	1,13	1,51	1,35	1,05
$Q_1 \cdot \eta_T, H_{max}$	0,68	0,81	0,70	0,64	0,56	0,75	0,68	0,53
$Q'_I, \frac{\text{м}^3}{\text{с}} (H_{max})$	0,49	0,26	0,22	0,49	0,18	0,16	0,14	0,11

Из анализа полученных вариантов турбина ПЛ30а-В-630 имеет оптимальную рабочую зону с расчётной точкой близкой к точке оптимума при всех расчетных режимах работы, нежели другие варианты. А так же опираясь на ГЭС- аналог (Путкинская ГЭС), у данного варианта оптимальное количество гидроагрегатов и их мощность.

Проверка работы турбины при минимальном расходе.

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$  по формуле:

$$Q'_i = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (41)$$

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

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H$  – напор,  $H_{max}$  или  $H_{min}$ ;

$\Delta$  – поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины;

$Z = 1$  – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Тогда по формуле (41) для ПЛ30а-В-630:

$$Q'_i = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{98}{6,3^2 \cdot \sqrt{23,8 \cdot 1,05}} = 0,50 \frac{м^3}{с} = 500 \text{ л/с},$$

$$Q'_i = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{93}{6,3^2 \cdot \sqrt{15 \cdot 1,05}} = 0,69 \frac{м^3}{с} = 690 \text{ л/с}.$$

Аналогичный расчет произведен для других гидротурбин, результаты сведены в таблицы 3.6, 3.7, 3.8.

Таблица 3.6 – Результаты проверки работы турбины при минимальном расходе.

Турбина	ПЛ30а-В-315	ПЛ30а-В-335	ПЛ30а-В-355	ПЛ30а-В-375
При $H_{max}$	410 л/с	730 л/с	650 л/с	580 л/с
При $H_{min}$	1190 л/с.	1050 л/с.	940 л/с	840 л/с

Таблица 3.7 – Результаты проверки работы турбины при минимальном расходе.

Турбина	ПЛ30а-В-425	ПЛ30а -В-450	ПЛ30а-В-475	ПЛ30а-В-530
При $H_{max}$	450 л/с	400 л/с	360 л/с	500 л/с
При $H_{min}$	650 л/с.	580 л/с.	520 л/с	690 л/с

Таблица 3.8 – Результаты проверки работы турбины при минимальном расходе.

Турбина	ПЛ30а-В-630	ПЛ30а-В-670	ПЛ30а-В-710	ПЛ30а-В-750	ПЛ30а-В-850
При $H_{max}$	500 л/с	180 л/с	160 л/с	140 л/с	110 л/с
При $H_{min}$	690 л/с.	260 л/с.	230 л/с	210 л/с	160 л/с

При выбранных параметрах турбины ПЛ30а-В-335, ПЛ30а-В-355 и ПЛ30а-В-375, ПЛ30а –В-530, ПЛ30а-В-630 могут работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (42)$$

где  $z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{НБ}$ , соответствующем расчетному значению высоты отсасывания  $H_S$ .

Кривая связи уровня воды в нижнем бьефе и расхода представлена на рисунке 3.2.

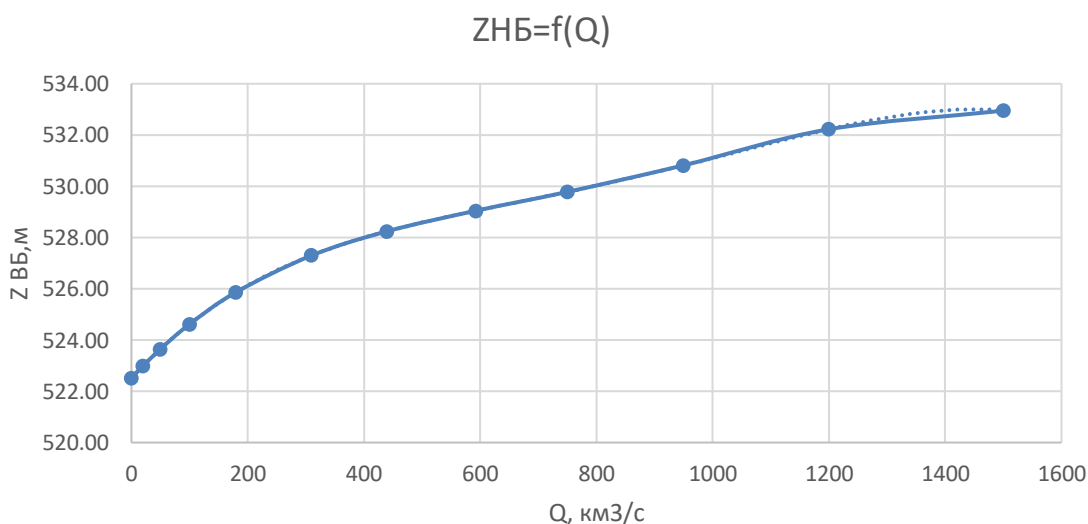


Рисунок 3.2 - Кривая связи уровня воды в нижнем бьефе и расхода

Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. Работа одного агрегата при максимальном напоре и максимальной мощности;
2. Работа одного агрегата при расчетном напоре и максимальной мощности;
3. Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{x.пл.} \quad (43)$$



где  $B$  – барометрическое давление, равное 10,33 м вод.ст.;

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

$H$  –напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $z_{НБ}(Q_{НБ})$ .

$Z_{х.пл.}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ равна 0.

Рассчитаем допустимую высоту отсасывания для ПЛ30а-В диаметром 6,3 м.

Для турбины ПЛ30а-В-630:

$$H_s = 10,33 - \frac{526,67}{900} - 0,6 \cdot 15 - 1,5 = 2,14 \text{ м,}$$

$$H_s = 10,33 - \frac{526,38}{900} - 0,49 \cdot 16,4 - 1,5 = -0,21 \text{ м,}$$

$$H_s = 10,33 - \frac{524,59}{900} - 0,26 \cdot 23,8 - 1,5 = 2,87 \text{ м,}$$

Результаты расчета высот отсасывания сводим в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Результаты расчета высоты отсасывания

Тип турбины	$H_{s1}$ , м	$H_{s2}$ , м	$H_{s3}$ , м
ПЛ30а-В-315	0,44	-2,74	0,56
ПЛ30а-В-335	0,49	-2,44	0,56
ПЛ30а-В-355	0,49	-2,56	0,55
ПЛ30а-В-375	1,76	0,26	1,7
ПЛ30а-В-425	2,85	2,36	2,85
ПЛ30а-В-450	1,97	1,46	1,59
ПЛ30а-В-475	2,85	1,91	2,39
ПЛ30а-В-530	2,85	1,91	2,39
ПЛ30а-В-630	2,14	-0,21	2,87
ПЛ30а-В-670	2,85	1,91	2,39
ПЛ30а-В-710	2,85	1,91	2,39
ПЛ30а-В-750	2,85	1,91	2,39
ПЛ30а-В-850	2,85	1,91	2,39

Из всех полученных значений высот отсасывания и отметок установки РК принимаем минимальную отметку расположения рабочего колеса, которая в свою очередь рассчитана для самого неблагоприятного случая, а значит, для других вариантов бескавитационная работа будет однозначно обеспечена, то есть имеем:

$$\text{ПЛ30а-В-630: } H_s = -0,21 \text{ м и } \nabla Z_{р.к.} = 526,38 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем к установке гидротурбину ПЛ30а-В-630 так как высота отсасывания при данном диаметре гидротурбины наименьшая и наиболее экономически выгодная при скальном основании, что является экономически выгодно и позволяет уменьшить объем земляных работ.

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения либо рассчитывается, если нет возможности подобрать генератор по справочным данным.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{28}{0,85} = 32,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (44)$$

Число полюсов гидрогенератора.

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{83,3} = 72 \quad (45)$$

По расчетным данным выбираем гидрогенератор: СВ-650/150-72, данные которого представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-650/150-72

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$ , МВА	32,9
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$ , МВт	27,9
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$ , о. е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$ , кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$ , кА	1,04
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$ , об/мин	83,3
Сопротивление обмотки статора	$X_d$ , о. е.	0,85
Переходное сопротивление	$X'_d$ , о. е.	0,34
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$ , о. е.	0,29

### 3.5 Расчет спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, взятый из ГУХ (приложение 1):

$$\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ,$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 6,3 = 11,27 \text{ м}, \quad (46)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{вх}} = 9,8 \text{ м},$$

$$r_a = \frac{D_{\text{нап}}}{2} = \frac{9,8}{2} = 4,9 \text{ м}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вых}} = 8,57 \text{ м},$$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 6,3 = 2,52 \text{ м}, \quad (47)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,52 + 0,0033 \cdot 6,3 = 2,54 \text{ м}, \quad (48)$$

Допустимая скорость во входном сечении взятая по графику

$$v_{\text{ср}} = f(H_p): v_{\text{вх}} = 3,45 \text{ м/с}.$$

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{расч}}} = \frac{28000}{9,81 \cdot 15 \cdot 0,928} = \frac{205,05 \text{ м}^3}{\text{с}}, \quad (49)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{205,05 \cdot 210}{360} = \frac{119,61 \text{ м}^3}{\text{с}}, \quad (50)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{119,61}{3,45} = 34,67 \text{ м}^2, \quad (51)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 11,27 - 4,9 = 6,37\text{м}, \quad (52)$$

Высота входного сечения:

$$b_{\text{вх}} = 13,4 \text{ м.}$$

В таблице 3.11 представлен расчет бетонной спиральной камеры, выполненный с использованием MicrosoftExcel:

Таблица 3.11 – Расчет бетонной СК

№	Величин a	Сечения											
		вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
1	$r_i$	11,27	10,69	10,11	9,53	8,95	8,38	7,80	7,22	6,64	6,06	5,48	4,90
2	$b_i$	13,40	12,41	11,42	10,43	9,44	8,46	7,47	6,48	5,49	4,50	3,51	2,52
3	$a_i$	7,82	7,55	7,29	7,02	6,76	6,49	6,23	5,96	5,70	5,43	5,17	4,90
4	$r_k$	1,60	1,54	1,49	1,43	1,38	1,32	1,27	1,22	1,16	1,11	1,05	1,00
№	Величин a	Сечения											
		вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
5	$r_k/r_a$	0,47	0,43	0,40	0,36	0,32	0,28	0,24	0,20	0,15	0,10	0,05	0,00
6	$\ln(r_k/r_a)$	2,30	2,18	2,06	1,95	1,83	1,71	1,59	1,47	1,35	1,24	1,12	1,00
7	$r_i/r_a$	0,83	0,78	0,72	0,67	0,60	0,54	0,46	0,39	0,30	0,21	0,11	0,00
8	$\ln(r_i/r_a)$	11,16	9,68	8,28	6,94	5,69	4,53	3,47	2,51	1,67	0,96	0,39	0,00
9	$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	29,17	28,18	27,19	26,20	25,21	24,22	23,23	22,24	21,26	20,27	19,28	18,29
10	$r_k \cdot \text{ctgy}$	13,62	12,19	10,79	9,42	8,10	6,81	5,56	4,36	3,20	2,08	1,02	0,00
11	$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln(r_k/r_a)$	10,88	9,89	8,90	7,91	6,92	5,94	4,95	3,96	2,97	1,98	0,99	0,00
12	$m_i$	8,76	7,73	6,73	5,77	4,86	4,00	3,19	2,44	1,77	1,19	0,70	0,34
13	$J_i$	210,0	185,2	161,3	138,4	116,5	95,8	76,4	58,6	42,5	28,5	16,9	8,1
14	$\varphi_i$	11,27	10,69	10,11	9,53	8,95	8,38	7,80	7,22	6,64	6,06	5,48	4,90
15	$Q_i$	13,40	12,41	11,42	10,43	9,44	8,46	7,47	6,48	5,49	4,50	3,51	2,52

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построим график  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$ , представленный на рисунке 3.3.

Путем разбиения графика на интервалы с шагом  $\varphi_i = 15^\circ$  снимаем значения, необходимые для построения спиральной камеры, результаты заносим в таблицу 3.12.

Таблица 3.12 – Данные для построения спиральной камеры

	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
м	4,4	5,5	6,1	6,7	7,2	7,7	8,2	8,6	9	9,4	9,8	10,3	10,6	10,9	11,27

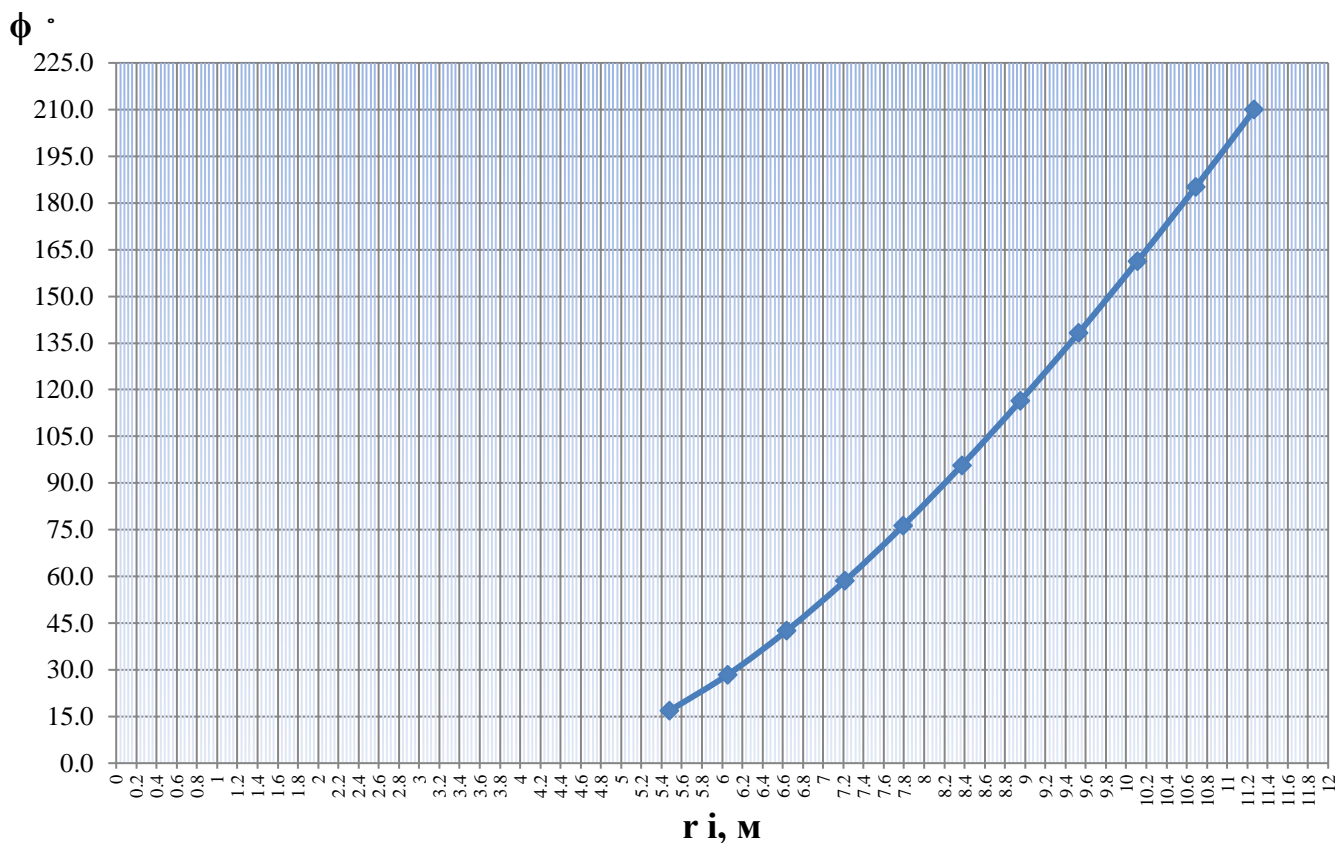


Рисунок 3.3– график  $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Ширина подвода, определяемая из ГУХ .

$$B' = 2,695 \cdot D_1 = 2,695 \cdot 6,3 = 16,98 \text{ м} \quad (53)$$

Так как ширина подвода  $B' > 7$  (м), то устанавливается промежуточный бычок, толщина которого назначается из выражения:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{205,05}{400} = 1,5 \text{ м}, \quad (54)$$

Где  $Q_{max}$ – максимальный расход через турбину;

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{расч}} = \frac{28000}{9,81 \cdot 15 \cdot 0,928} = 205,05 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (55)$$

Тогда ширина подвода с учетом промежуточного бычка:

$$B = B' + b = 16,98 + 1,5 = 18,48 \text{ м}. \quad (56)$$

По полученным данным строим бетонную спиральную камеру (приложение 2).

### 3.6 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ), является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 1, стр. 144 [2] определяем тип МНУ:

МНУ 12,5/1-40-12,5-2 – это маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 12,5 м<sup>3</sup>, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с маслонасосным агрегатом ГА 12,5/1-40, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м<sup>3</sup> с 2 насосами.

### 3.7 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [2] (таблица 9.2, стр. 103), определяем тип ЭГР.

Для поворотно-лопастной турбины с диаметром D<sub>1</sub>=6,3 м: это ЭГРК-2И1-150-4; тип панели электрооборудования ЭГР-2И1 (на интегральных микросхемах); тип гидромеханической колонки управления ЭГРК-150-4.

### 3.8 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

#### 3.8.1 Расчет вала на прочность

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{28000}{83,3} = 3,27 \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (57)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33} = \left( \frac{5,1 \cdot 3,27}{30} \right)^{0,33} = 1,532 \text{ м} \quad (58)$$

где  $\tau_{доп} = 30 \div 35 \text{ Мпа}$ ;

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1600 \text{ мм}.$$

### 3.8.2 Расчёт подшипника

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 28000}{83,3 \cdot 6,3} = 42,68 \text{ кН.} \quad (59)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{\text{п}}$ , с учетом облицовки, обычно принимается на  $(15 \div 20)$  мм больше  $D_{\text{в}}$ :

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 0,02 = 1,6 + 0,02 = 1,62 \text{ м.} \quad (60)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{42,68}{1,62 \cdot 0,4} = 65,86 \text{ кПа,} \quad (61)$$

где  $h_{\text{п}} = 0,4$  м, взят по справочным таблицам в соответствии с  $D_{\text{в}}$ .

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

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 14,12 = 409,48 \text{ кПа,} \quad (62)$$

$$\text{где } U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 83,3 \cdot 1,62}{30} = 14,12 \text{ м/сек,} \quad (63)$$

Тогда:

$$p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 65,86 < 409,48 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Выполним расчет сегментного подшипника.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos(2 \alpha))} = \frac{42,68}{1 + 2 \cos\left(\frac{360}{8}\right) + 2 \cos\left(2 \cdot \frac{360}{8}\right)} = 36,97 \text{ кН,} \quad (64)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} = \frac{42.68}{0,54 \cdot 0,4} = 197.6 \text{ кПа}, \quad (65)$$

где  $l_{сегм}$  - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{сегм} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 1,62}{8} = 0,54 \text{ м}, \quad (66)$$

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

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 14,12 = 706 \text{ кПа}, \quad (67)$$

Тогда:

$$p_{уд} < [p_{уд}] \rightarrow 197.6 < 706 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. По расчетам видно, что ни в одном из подшипников удельное давление не превышает допустимого значения ( $p_{уд} > [p_{уд}]$ ). Для установки выбираем сегментный подшипник, т.к. сегментные подшипники более технологичны, менее трудоемки при изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

### 3.9 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины определяется в соответствии с ОСТ 108.023.105-84 [3].

При диаметре  $D_1 = 6,3$  м и зонтичном типе генератора выбирается 4 схема компоновки турбины при которой подпятник расположен на опоре, установленной на крышке гидротурбины.

Верхний подшипник генератора расположен в верхней крестовине.



## 4 Электрическая часть

### 4.1 Исходные данные

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа и мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
P, МВт*п	U <sub>ном</sub> , кВ	cos φ <sub>Г</sub>	U <sub>ном</sub> , кВ	S <sub>кз</sub> , МВА	Протяженность линии, км
98,7	10,5	0,85	110	1500	100

- Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,85$ .
- Время использования установленной мощности  $T_{\max} = 4000$  ч/год.
- Мощность собственных нужд ГЭС  $P_{с.н.} = 0,01 \cdot P_{уст.ГЭС}$ .
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов  $\cos \varphi_{с.н.} = \cos \varphi_{ном}$ .

### 4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Одиночный блок.

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

По карте – схеме размещения линий электропередачи Охотского района подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Томмат» 110 кВ с расстоянием 100 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

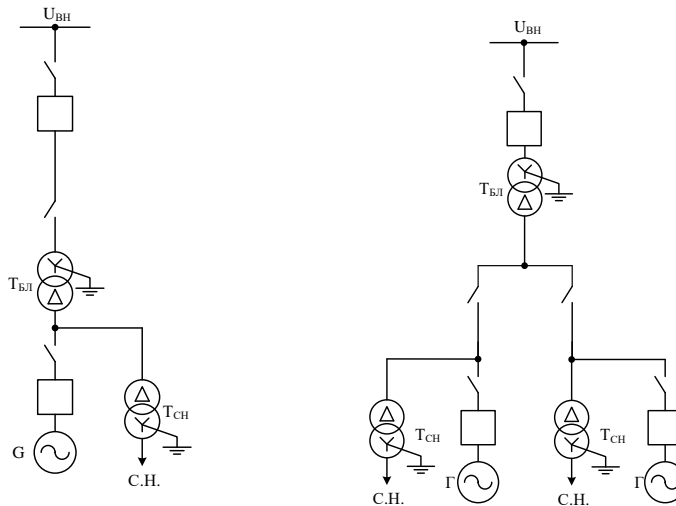


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

### 4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.3.1 Выбор синхронного генератора

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-650/150-72, данные которого представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-650/150-72

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{НОМ}$ , МВА	32,9
Номинальная активная мощность	$P_{НОМ}$ , МВт	27,9
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$ , о. е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{НОМ}$ , кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{НОМ}$ , кА	1,04
Номинальная частота вращения	$n_{НОМ}$ , об/мин	83,3
Сопротивление обмотки статора	$X_d$ , о. е.	0,85
Переходное сопротивление	$X'_d$ , о. е.	0,31
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$ , о. е.	0,29

#### 4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{27,9 - 0,01 \cdot 27,9}{0,85} = 32,49 \text{ МВА}; \quad (68)$$

где  $P_{\text{с.н.}}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДН-40000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДН 40000/110–У1

$S_{\text{НОМ}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
40	115	11	12,5	220	55	1,1

Потери электрической энергии

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (69)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (70)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,055 \cdot 8729 = 480,095 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (71)$$

где  $n_{\text{Т}}$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,220}{1} \cdot \left(\frac{27,9}{40}\right)^2 \cdot 240 \\ &= 291,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (72)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трех трансформаторов:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{н}}) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (73)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.

$$I_{\text{пот}(1)} = (480,095 + 291,7) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 2778,462 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для 3 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 3 \cdot 2778,462 = 5556,924 \text{ тыс. руб./год.}$$

### 4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{(27,9 - 27,9 \cdot 0,01)}{0,85} = 64,99 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (74)$$

где  $P_{\text{с.н.}}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Трансинжиниринг" выбираем трансформатор.

ТДЦ-80000/110-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4– Каталожные данные трансформатора ТРДЦ 80000/110–У1

S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>н</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>xx</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
	U <sub>вн</sub>	U <sub>нн</sub>				
80	115	11	10,5	310	40	0,23

Потери электрической энергии:

$$\begin{aligned} \tau &= \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \end{aligned} \quad (75)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (76)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_B = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,040 \cdot 8729 = 349,16 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (77)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_H &= \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,310}{1} \cdot \left( \frac{64,99}{80} \right)^2 \cdot 2405 = \\ &= 492,03 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned} \quad (78)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_H) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (79)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии;

$$I_{\text{пот}(1)} = (349,16 + 492,03) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 3028284 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для 2 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 3028284 + 2778 = 3031062 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

#### 4.3.4 Выбор трансформаторов СН

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от  $S_{\Gamma \text{ ном}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos \varphi_{\Gamma}}. \quad (80)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{98,7}{0,85} = 1161 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Согласно СТО [10], в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО [17], должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу Чебоксарского завода «Трансформатор» выбираются 3 трансформатора ТСЗ-1250/10/0,4, стоимостью каждый 1490 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–1250/10/0,4

$S_{\text{ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$	
1,25	10	0,4	6

#### 4.3.5 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{98,7 - 0,98}{0,85} = 114,96 \quad (81)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,4; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85;$$

где  $K$  – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 84 кВ и выше  $K = 1$ , при напряжении 220 кВ –

$K = 1,2$ , при напряжении 110 кВ –  $K = 1,4$ .

$P_{\text{нат}}$  – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 110 кВ.

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{\left(K \cdot \frac{P_{\text{нат.}}}{\cos\varphi_{\text{с}}}\right)} + 1 = \frac{98,7 - 0,987}{(1,4 \cdot 30/0,85)} + 1 = 3,3 \quad (82)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным  $n_{\text{л}} = 4$ .

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{98,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,13 \text{ кА}. \quad (83)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 130 = 136,5 \text{ А}, \quad (84)$$

где  $\alpha_1 = 1,05$  – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_T = 1,0$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U = 110$  кВ выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 605$  А.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{97,83}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,514 \text{ кА.} \quad (85)$$

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}},$$

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

#### 4.3.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{Т.с.н.}} + t \cdot K_{\text{ору}}, \quad (86)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформатора (24000 тыс.руб.);

$K_{\text{Т.с.н.}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (1490 тыс.руб.);

$K_{\text{ору}}$  – стоимость ячейки ОРУ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается  $k+2$ )

Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{\text{ору}} = 17957 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 24000 + 3 \cdot 1490 + 7 \cdot 17957 = 202169 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 48000 + 2 \cdot 1589 + 6 \cdot 17957 = 206920 \text{ тыс. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (87)$$

где  $E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент  
Расчет издержек:

$$I_i = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_n, \quad (88)$$

Где  $\beta_1$  и  $\beta_2$  удельные показатели стоимости ЭЭ

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб./МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб./МВт}\cdot\text{ч}$$

Издержки для укрупненного блока:

$$I_2 = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 10003,83 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 365,7 = 63,3$$

Издержки для одиночного блока:

$$I_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 480,095 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 291,7 = 5,5$$

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 202169 + 5,5 = 30330,85 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 206920 + 63,3 = 31101,3 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2} \cdot 100\%, \quad (89)$$

$$P = \frac{31101,3 - 30330,85}{31101,3} \cdot 100\% = 2,5 \%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются более чем на 5 %.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [19] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и



эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

Схема с одиночным блоком представлена на рисунке 4.2.

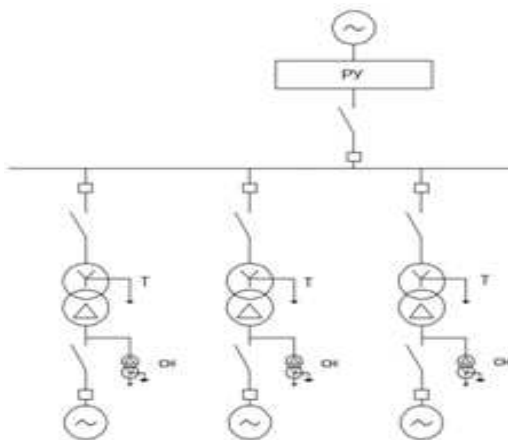


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками

#### 4.3.7 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–110 кВ: 7 (4 ВЛЭП 110 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант две рабочие системы шин. Выбранная схема РУ – 110 кВ представлена на рисунке 4.3.

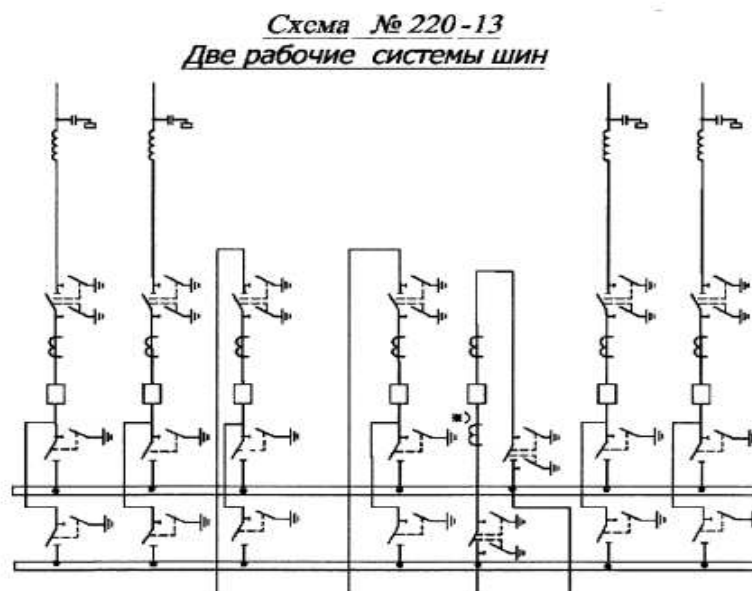


Рисунок 4.3 – Две рабочие системы шин

#### 4.3.8 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

##### 4.3.8.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,29 \cdot \frac{10,5^2}{39,2} = 0,816 \text{ Ом}, \quad (90)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,86 \text{ кВ}. \quad (91)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{12,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 40} = 41,328 \text{ Ом}. \quad (92)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{115^2}{150} = 88,17 \text{ Ом}, \quad (93)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,3 \cdot 100 = 30 \text{ Ом}. \quad (94)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ} \quad (95)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{11}{115} = 0,096. \quad (96)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,82}{0,045 \cdot 314} = 0,058 \text{ Ом}, \quad (97)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{T_{a,\text{С}} \cdot \omega} = \frac{80,7}{0,035 \cdot 314} = 7,34 \text{ Ом}, \quad (98)$$

$$r_{л} = r_{0,уд} \cdot l = 0,306 \cdot 100 = 30,6 \text{ Ом}, \quad (99)$$

$$r_{т} = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{6}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,220 \cdot 115^2}{40^2} = 1,818 \text{ Ом}. \quad (100)$$

#### 4.3.8.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	ГГ1		11				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	ГГ2		11				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	ГГ3		11				
4	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 1		11				
5	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок 2		11				
6	<input type="checkbox"/>			у	7	Блок 3		11				
7	<input type="checkbox"/>			у	8	ОРУ		115				
8	<input type="checkbox"/>			у	9	Система		115				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Kт/г	r0	x0	g0	b0	№ мс гр	№ мс	
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	5		ГГ1 - Блок 1														
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	6		ГГ2 - Блок 2														
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	7		ГГ3 - Блок 3														
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	8		Блок 1 - ОРУ	1,82	41,33					0,096		0,096					
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	8		Блок 2 - ОРУ	1,82	41,33					0,096		0,096					
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	8		Блок 3 - ОРУ	1,82	41,33					0,096		0,096					
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	8	9		ОРУ - Система	1,82	41,33												

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Uрон	ур.Е	ур.Урон	I1	d1	I2	d2	I0	d0	Ia	d1a	Ib	d1b
1			1		1	0,058	0,816	0,058	0,816	0,058	0,816	11,865				8,374	-85,934					8,374	-85,934	-8,374	
2			2		2	0,058	0,816	0,058	0,816	0,058	0,816	11,865				0,039	-87,449					0,039	-87,449	-0,039	
3			3		3	0,058	0,816	0,058	0,816	0,058	0,816	11,865				0,039	-87,449					0,039	-87,449	-0,039	
4			9		9	3,759	88,167	3,759	88,167	3,759	88,167	115,000				0,508	-87,533					0,508	-87,533	-0,508	

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках и сведены в таблицу 4.7.

Результат расчета токов трехфазного КЗ на ОРУ представлен на рисунке 4.7.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	8	3ф	8					5,5928	-87,46

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ на ОРУ

Результат расчетов токов однофазного КЗ на ОРУ представлен на рисунке 4.8.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	8	1ф	8					2,7664	-87,45			2,7664	-87,45			2,7664	-87,45

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ на ОРУ

Результат расчетов токов трёхфазного КЗ на генераторе представлен на рисунке 4.9.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	1					8,5001	-85,96

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ на генераторе

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Вид несим.	Точки КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{кз}, \text{УД}$
ОКЗ	ОРУ	8,2992	11,737
ТКЗ	ОРУ	5,5928	7,909
ТКЗ	Генератор	8,5001	13,223

#### 4.3.9 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} \quad (101)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 1,044 = 1,096 \text{ кА} \quad (102)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = \frac{32,9}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,165 \text{ кА}, \quad (103)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{98,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 0,248 \text{ кА}, \quad (104)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{98,7}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 0,496 \text{ кА}. \quad (105)$$

#### 4.3.10 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.с}$$

$$I_{НОМ} \geq I_{раб,max}$$

$$B_{к,норм} \geq B_{к,расч}$$

$$U_{НОМ} \geq 10,5 \text{ кВ}.$$

$$I_{НОМ} \geq 0,248 \text{ кА}$$

$$B_{к,норм} \geq 7,4$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и

разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.8

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВВГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 1096 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 13,22 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$

$$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 8,5^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 6,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с (выключатель)}$$

$$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 160^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с (разъединитель)}$$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВВГ–10:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 8,5 \cdot e^{-0,01/0,035} = 3,49 \text{ кА.} \quad (106)$$

$$\frac{i_{\text{ат}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}} \cdot 100\% = 29 \%$$

$$29\% < 45 \%$$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

#### 4.3.11 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–1 чсыв0

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3738 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

### 4.3.12 Выбор параметров ОРУ

#### 4.3.12.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель наружной установки ВЭБ-110 УХЛ1, У1 и разъединитель с ручным приводом РПД-110 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.12. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.13

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-110 УХЛ1	Разъединитель РПД-110 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 173 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 3,01 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_y = 5,63 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 25 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 3,01^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 0,362 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 64^2 \cdot 3 = 12288 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{98,7}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,173 \text{ кА} \quad (107)$$

Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

#### 4.3.12.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения



Выключатель ВЭБ-110 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-110-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-110-УХЛ1 представлена в таблице 4.14

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 173 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-110. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-110 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15– Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

В ОРУ 110 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-110 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

## 5 Релейная защита и автоматика

### Технические данные оборудования.

а) Параметры гидрогенератора указаны в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 650/150-72
Мощность номинальная	Полная, МВА	32,9

	Активная, МВт	28
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности cos φ		0,85
Частота вращения, об/мин		83,3
Номинальный ток статора, А		1800
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1044
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное X <sub>d</sub> , о.е.	0,85
	переходное X' <sub>d</sub> , о.е.	0,32
	сверхпереходное X'' <sub>d</sub> , о.е.	0,29
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.		0,307
Емкость обмотки статора, мкФ/фазу		1,12

б) Параметры силового трансформатора указаны в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора ТДН-40000/110

Тип	ТДН-40000/110
мощность номинальная	40 МВА
номинальное напряжение	115/11
напряжение короткого замыкания	12,5
группа соединений	Y <sub>n</sub> /Δ
режим работы нейтрали	—

в) Параметры трансформатора собственных нужд ТСЗ-1250/10/0,4 указаны в таблице 5.3

Таблица 5.3 - Параметры трансформатора собственных нужд ТСЗ-1250/10/0,4

Мощность номинальная	1250 кВА
номинальное напряжение	10/0,4
напряжение короткого замыкания	6
группа соединений	Δ/Y <sub>n</sub>
режим работы нейтрали	—

## 5.1 Расчет номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{32,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1840 \text{ А}, \quad (108)$$

где  $S_{НОМ}$  – номинальная полная мощность генератора;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{Г,НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1840 \cdot 1}{2000/5} = 4,61 \text{ А}, \quad (109)$$

где  $K_{\text{СХ}}$  – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения 10,5 кВ

Номинальный первичный ток на стороне напряжения 110 кВ:

$$I_{110,\text{НОМ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ,Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,Т}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,8 \text{ А}, \quad (110)$$

где  $S_{\text{НОМ Т}}$  – номинальная полная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{НОМ Т}}$  – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный вторичный ток на стороне напряжения 110 кВ:

$$I_{110,\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{110,\text{НОМ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{200,8}{750/5} = 1,34 \text{ А}, \quad (111)$$

где  $K_{\text{ТТ ВН}}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне напряжения 115 кВ.

Ток ротора на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{ВН,РОТ}} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}} \cdot U_{\text{НН}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{1044 \cdot 0,4}{1,2255 \cdot 10,5} = 32,45 \text{ А}, \quad (112)$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = I_{\text{НОМ,РОТ}} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = 1044 \cdot 400 = 417,6 \text{ кВА}, \quad (113)$$

Принимаем генератора возбуждения 0,5 МВА.

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{500}{400} = 1250 \text{ А}, \quad (114)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1250}{1500/5} = 4,17 \text{ А}. \quad (115)$$

## **Перечень защит основного оборудования.**

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

Защиты генератора СВ 650/150-72 :

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Поперечная дифференциальная защита генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от длительной форсировки;
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-40000/110:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 110 кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 110 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

## 5.2 Описание защит и расчёт их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Данный вид защиты действует на отключение генератора, гашение полей, на пуск пожаротушения генератора и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов. Подключается к трансформаторам тока и к линейным выводам статора генератора.

Начальный ток срабатывания  $I_{\text{СР.0}}$  определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Его величина выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1840 = 92 \text{ А}, \quad (116)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;

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

$I_{\text{Н}}$  – номинальный ток генератора равный 1845 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (117)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из вышеуказанного условия (3.2) принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 1840 = 276 \text{ А}. \quad (118)$$

$$I_{\text{СР.0}} = (0,15 - 0,2) \cdot I_{\text{Н}}$$

Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{0,85}{0,35} \cdot 1840 = 4468,57 \text{ А}, \quad (119)$$

где  $E''$  – сверхпереходное ЭДС генератора, 0,85;  
 $x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,35.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 4468,57 = 446,86 \text{ А}, \quad (120)$$

где  $K_{\text{АП}}$  – коэффициент апериодической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (121)$$

где  $K_{\text{Н}}$  – коэффициент надежности, 2;  
 $I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}}$  .  
 $I_{\text{T}}$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.  
 Тогда:

$$K_{\text{T}} > \frac{446,86 \cdot 2}{4468,57}; \quad (122)$$

$$K_{\text{T}} > 0,2;$$

$K_{\text{T}}$  принимается равным 0,3.

Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (5.16) и равна:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15 \cdot I_{\text{Н}}}{0,3} = 0,5 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (123)$$

Далее рассчитывается тормозной ток  $B$ , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки  $B$  должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (124)$$

Исходя из условия (3.8) типовое значение уставки принимается равным  $1,5I_H$ . Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

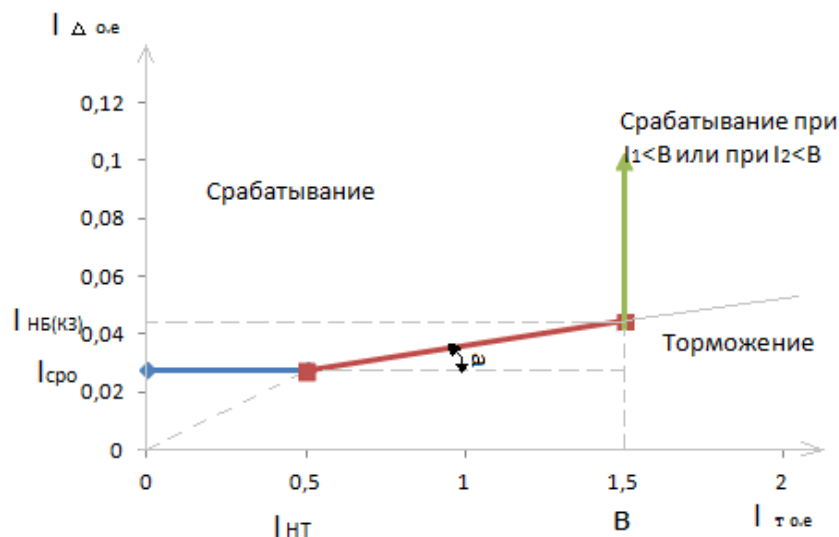


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

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

### 5.2.2 Поперечная дифференциальная защита

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при двухслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях, и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{CP.} = (0,2 \dots 0,3)I_{НОМ.Г} = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ А.} \quad (125)$$

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

Первый орган – это орган  $U_0$ , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90 % витков

обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, которое измеряется 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 ( $U_0$  эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения  $U_0$  эл.ст. приведена на рисунке 5.2:

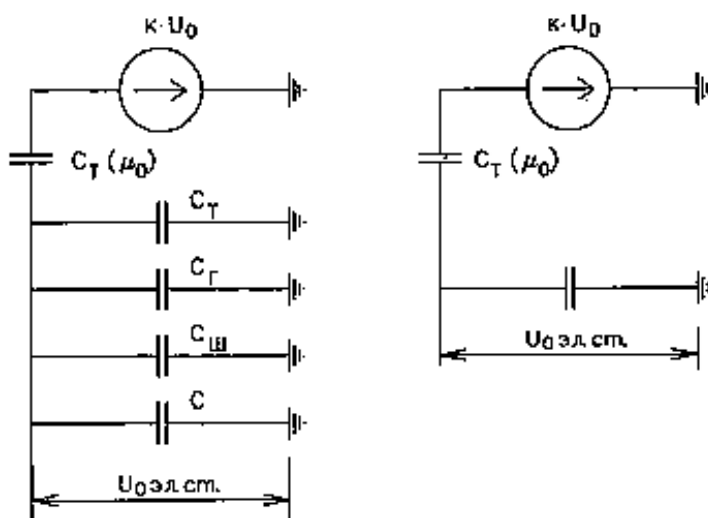


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения

$U_0$  эл.ст.

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

$C_G$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 1,08;

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

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

$C$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{ф}} \quad (126)$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,16 \text{ кВ} \quad (127)$$

где  $U_{\text{НОМ ВН}}$  – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.



Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 22160 \cdot \frac{0,010}{0,010 + 0,965} = 113,46 \text{ В} \quad (128)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий распределение  $U_0$  по обмотке ВН трансформатора;

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ.

Суммарный емкостный ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,96 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ А}, \quad (129)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}, \quad (130)$$

где  $K_H = 1,5$  – коэффициент надежности;

$K_B$  – коэффициент возврата;

$n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{8}}} \cdot 113,46$$

$$U_{\text{ср}} \geq 1,11 \text{ В}.$$

$U_0$  имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. В связи с этим принимаются следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

2) Второй орган – это орган  $U_{03}$ , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа  $U_{03}$  выбирается по коэффициенту торможения  $K_T$  от 1 до 3. В данном случае  $K_T$  принимается равным 1,4. Тогда расстояние от

нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от  $K_T$  будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,3 + 2} = 0,303 \quad (131)$$

Уставка срабатывания  $U_{03}$  принимается минимальной и равной 0,2 В.

Из выражения 3.14 видно, что орган  $U_{03}$  при  $K_T$  равном 1,3 работает селективно и защищает 30,3% обмотки статора со стороны нейтрали.

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

#### 5.2.4 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (132)$$

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (133)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_H$ .

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

#### 5.2.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Данная защита предназначена для ликвидации 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 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).

Уставка сигнального органа принимается равной  $0,07 \cdot I_H$ .

1) 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  $t_{\text{МАКС}} = 500$  с.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (134)$$

где  $A$  – параметр, заданный заводом-изготовителем;

$t$  – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

Значение параметров указано в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Значение параметров

	6,3кВ	10,5кВ	13,8кВ	15,75кВ
A	40	30	20	16
Tmax, сек	800	700	600	500

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,173 \quad (135)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 1840 = 276 \text{ А.} \quad (136)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока  $I_{*2\text{ПУСК}}$ :

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,173^2} \approx 1008 \text{ с.} \quad (137)$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} \quad (138)$$

Отсюда:

$$I_{*2}^2 \cdot t_{CP} = 30 = A_{ИО} \quad (139)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	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 5.3.

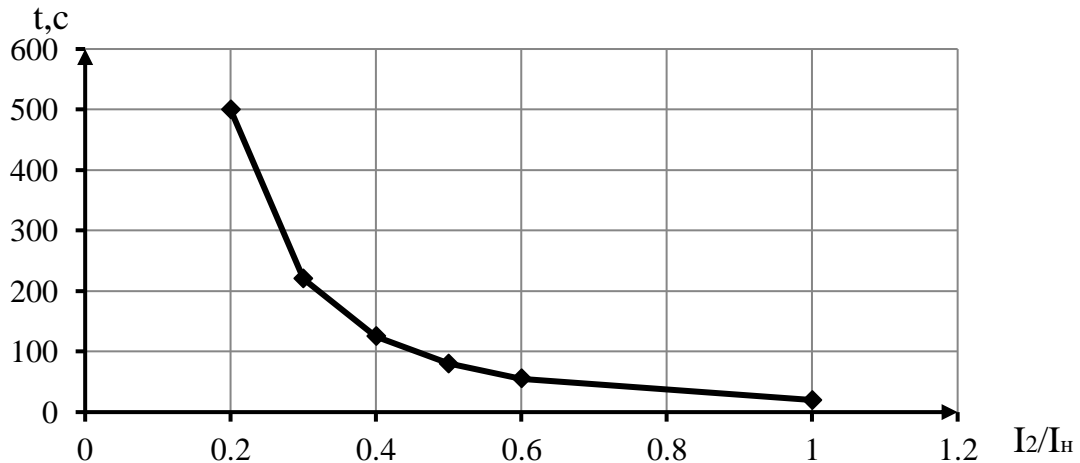


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин}} = 20 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс}} = 500 \text{ с}$ .

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» ( $t_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$ ).

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{отс}}$ ) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока  $I_2$  выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$x_{dВН}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,35 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 41,98 \quad (138)$$

где  $x_{dВН}''$  - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,31 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 37,19 \quad (139)$$

где  $x_{2ВН}$  - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2С.3.*} = \frac{1}{1,1 (x_{dВН}'' + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1 (41,98 + 37,19 + 2 \cdot 0,034)} = 0,0115 \text{ о. е.}, \quad (140)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2I_{2С.3.*} \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,0115 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right) = 0,25 \text{ о. е.} \quad (141)$$

$x_T$  - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2С.3.}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1 ((x_d'' + x_T + x_{л}) + (x_2 + x_T + x_{л}))} = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1((0,35+0,034+0,43+(0,31+0,034+0,43))} = \frac{0,6297}{K_{\Sigma}} = 0,0052 \text{ о. е.} \quad (142)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2С.З.}^* = 2I_{2С.З.}^* \cdot k_{Т1.} = 2 \cdot 0,0052 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right) = 0,114 \text{ о. е.} \quad (143)$$

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

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

### 5.2.6 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 1,07 \cdot 1840 = 1968,8 \text{ А} \quad (144)$$

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 1,1 \cdot 1840 = 2024 \text{ А} \quad (145)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.6:

Таблица 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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 ниже на рисунке 5.4

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 с.

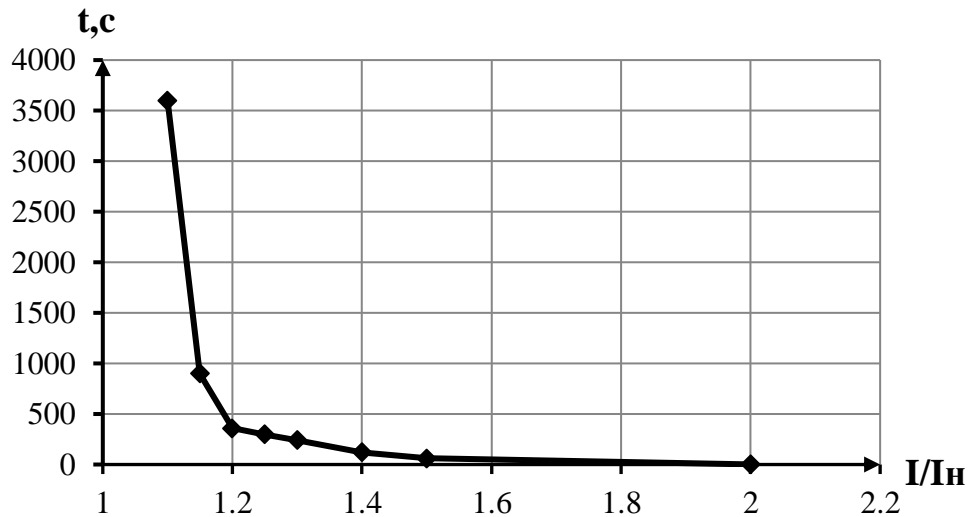


Рисунок 5.4- Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ} = 1,224 \cdot 1840 = 2252,16 \quad (146)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В.} \quad (147)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 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:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,07 \cdot 1044 = 1117,08 \quad (148)$$

где  $I_{НОМ.Р}$  – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,1 \cdot 1044 = 1148,4 \quad (149)$$

2) 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 5.6.

Таблица 5.6 – 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	250	150	120	90	72	60	20

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

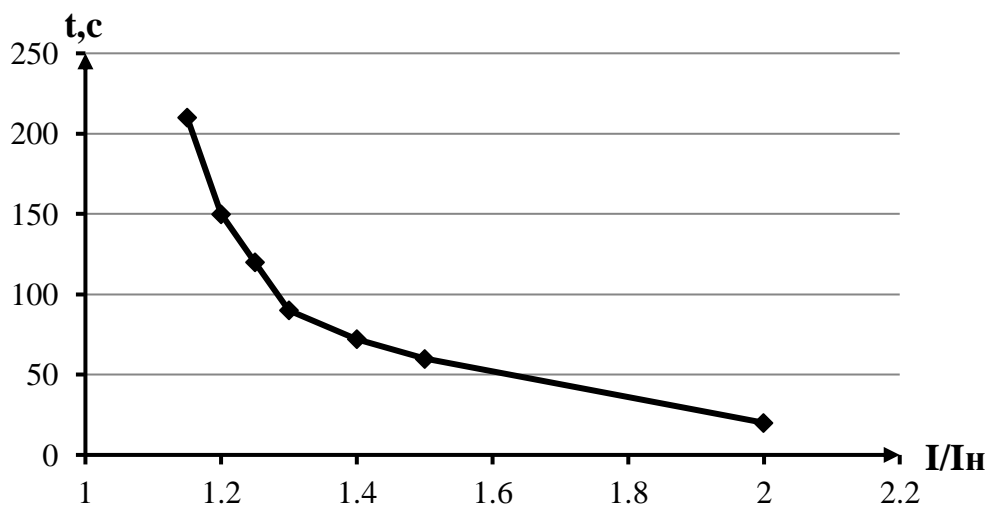


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора



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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2,19 \cdot 1044 = 2286,36 \quad (150)$$

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

### 5.2.8 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 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Тас-Юряхской:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 61,25 + \frac{0,8}{4} \cdot 0,00035 = 49,2 \text{ Ом}, \quad (151)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне (3.34);

$Z'_{1Л}$  – сопротивление линии (3.35);

$K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора ТРДЦ-40000/110, приведенное к высшей стороне:

$$Z_{T,115} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,14}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 61,25 \text{ Ом}. \quad (152)$$

Сопротивление линии 110 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{0,435^2 + 0,121^2} = 0,000352 \text{ Ом}. \quad (153)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,14 \cdot \frac{40}{80} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{40}{115^2} \cdot 0,00035 = 0,0568 \quad (154)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,0568 \cdot 2,76 = 0,157, \quad (155)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{40} = 2,76 \text{ Ом.} \quad (156)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = 0,157 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 2,39 \text{ Ом.} \quad (157)$$

Принимается уставка  $Z_{1\text{СЗ}}=2,4$ .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4468,57} = 1,36 \text{ Ом,} \quad (158)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1044}{547} - 0,95}{1,57} = 8,19 \quad (159)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (160)$$

$$\cos\varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,35. \quad (161)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{НАГР.Ф} = 69,5^\circ$ .  
Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{CЗИ} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о. е} \quad (162)$$

$$Z_{CЗИ} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,34 \cdot 2,76 = 0,94 \text{ Ом.} \quad (163)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{CЗИ} = \frac{Z_{C.З.И} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,94 \cdot 8000/5}{10500/100} = 14,3 \text{ Ом.} \quad (164)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 14,3 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12 %. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{СМ1} = 0,29 \text{ Ом}$ ,  $Z_{СМ2} = 1,71 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 115 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

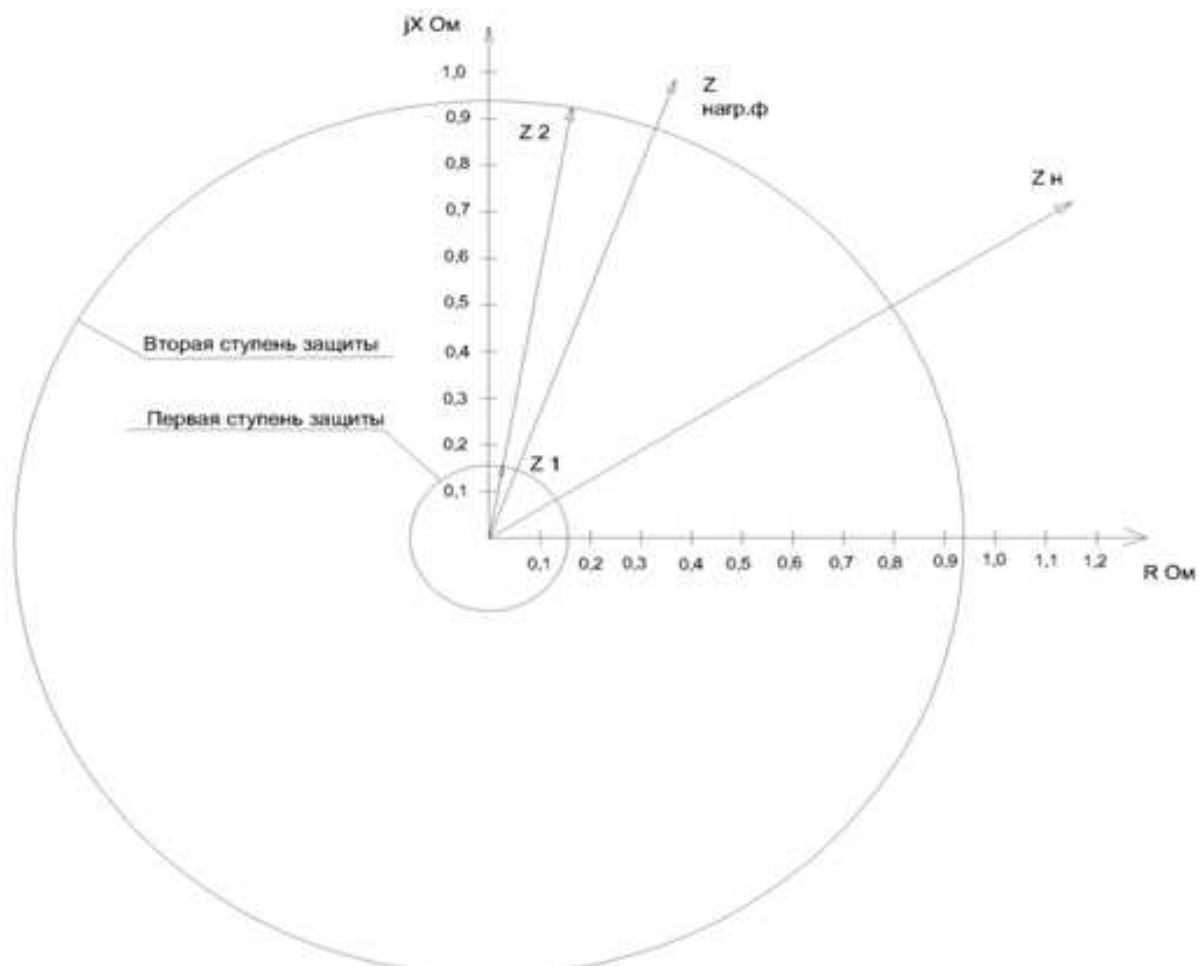


Рисунок 5.6 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.2.9 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

### 5.3 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.7.

Матрица отключений представлена в таблице 5.8.

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$		Ток срабатывания, $I_{СР.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,067 А
			Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
			Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	0,22 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	0,67 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	10 В
		$t_2$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	$t$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{СР1}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		2 ступень	$U_{СР2}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,031А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,067А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,28 \cdot I_H$	0,12 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	0,48 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	0,49 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ.Р}$	0,55 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,0568	0,157 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	0,94 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	8,91 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	9,163 А
		Отсечка	$I_p ПУСК$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	18,24 А

Таблица 5.8 – Матрица отключений

Наименование	Обозначение		Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. В-330 и ТСН	Предупр. сигнал
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$		+	+	+	+		
ЗЗГ	$U_{0G}$	$t_1$						+

		t <sub>2</sub>	+	+	+			
	U <sub>03</sub>	t	+	+	+			
ЗПН	U>	1 ступень t <sub>1</sub>	+	+				
		2 ступень t <sub>2</sub>	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО						+
		ИО	+	+				
	ОТС I	t <sub>1</sub>					+	
		t <sub>2</sub>	+	+				
Защита от симм. к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО						+
		ИО	+	+				
	О Т С	t <sub>1</sub>					+	
		t <sub>2</sub>	+	+				
Дистанционная защита	Z<	1 ступ.	t <sub>1</sub>					+
			t <sub>2</sub>	+	+	+		
	2 ступ.	t <sub>1</sub>					+	
		t <sub>2</sub>	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО						+
		ИО	+	+				
		отсечка	+	+				

## 6 Компоновка сооружения гидроузла

### 6.1 Исходные данные

Мая – река, расположенная в Хабаровском крае, правый приток реки Алдан.

Длина реки составляет 1053 км, площадь бассейна — 171 000 км<sup>2</sup>.

Местоположение створа указано на рисунке 6.1.

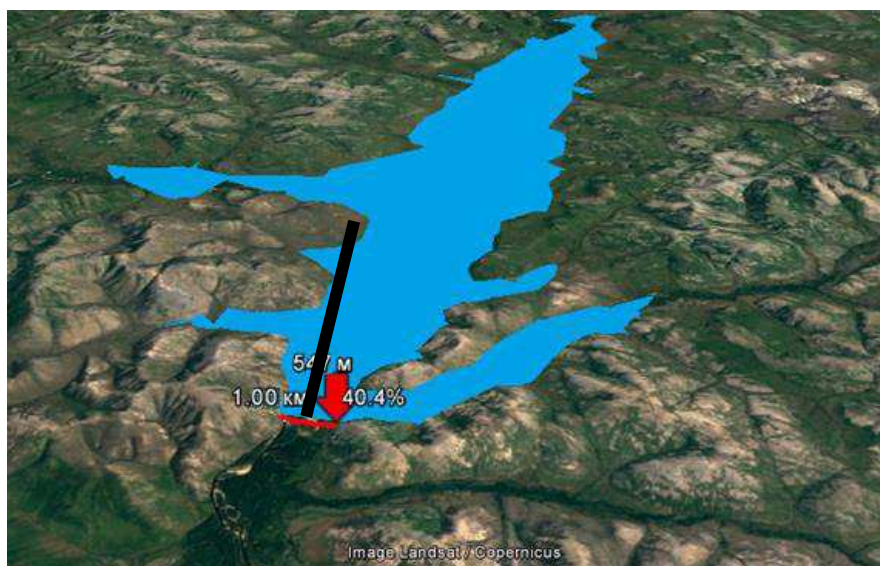


Рисунок 6.1- Местоположение створа

Основание: гранит.

Установленная мощность: 84,0 МВт; количество агрегатов: 3 шт;  $D_1 = 6,3$  м;  $Q_{вхк} 40 \text{ м}^3/\text{с}$ .

НПУ = 547,0 м; УМО = 541,15 м; дно = 522,0 м; ширина створа по НПУ: 1000 м.

В таблице 6.1 представлены максимальные расчетные расходы с заданной обеспеченностью.

Таблица 6.1. – Максимальные расходы при заданной обеспеченности

P, %	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10	20	50	75	95
Q м <sup>3</sup> /с	1078	877	814	786	729	700	657	604	503	422	307

Зависимость отметки нижнего бьефа от расхода, летний период показана на рисунке 6.2.

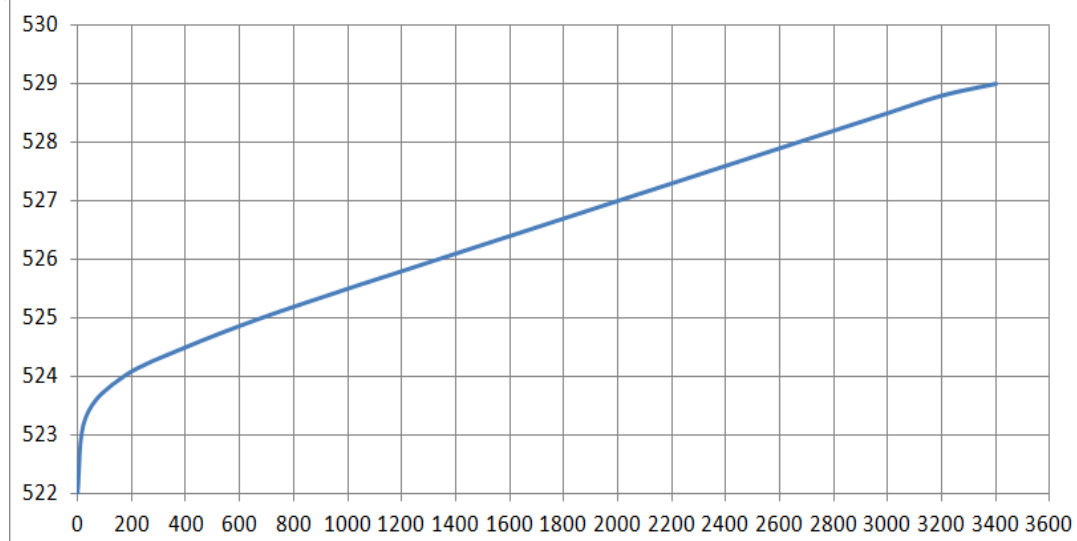


Рисунок 6.2 – Зависимость отметки нижнего бьефа от расхода, летний период

Расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды  $V_w = 28\text{м/с}$ .  
 Длина разгона волны  $L = 7000\text{ м}$ .  
 Разгон воды показан на рисунке 6.3.

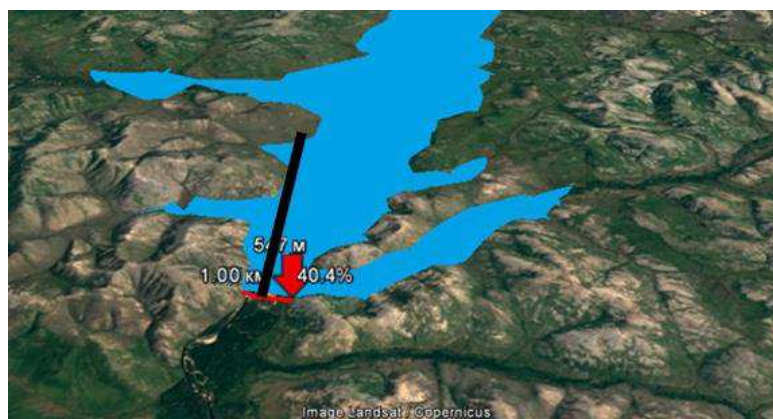


Рисунок 6.3 - Разгон волны

## 6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

Класс основных гидротехнических сооружений назначается в соответствии с [1] по трем параметрам:

В зависимости от высоты (менее 60 м) и типа грунтов основания (скальные) - III;

В зависимости от назначения и условий эксплуатации. Установленная мощность ГЭС – 84,0 МВт - III;

В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, которые могут пострадать от аварии – Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения (Нилькан, Джига) 700 – II.

В итоге, всему сооружению присваивается наивысший класс – II.

## 6.3 Определение отметки гребня плотины

### 6.3.1 Грунтовые плотины

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla_{ГГП}$  принимают по формуле:

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s \quad (165)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a \quad (166)$$

где  $h_{run1\%}$  - высота наката волн расчетной обеспеченности 1% на откос грунтовой плотины;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – конструктивный запас, принимаемый 0,6 м.



Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 28,2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{28^2 \cdot 7000}{9,81 \cdot 13} = 0,12 \text{ м} \quad (167)$$

где  $k_w$  – коэффициент, рассчитываемый по формуле ниже;

$V_w$  – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

$L$  – длина разгона воды, м;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ( $\alpha=0$ );

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 28) \cdot 10^{-7} = 28,2 \cdot 10^{-7} \quad (168)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{548,0 - 522,0}{2} = 13 \text{ м} \quad (169)$$

Определить высоту волны 1% обеспеченности для основного случая:

1. Вычислить безразмерные комплексы  $\frac{gL}{V^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t=6\text{ч}=21600 \text{ с}$ ).

2. Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определить параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ .

Затем, используя меньшие полученные значения, вычислить средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ .

Результаты приведены в таблице 6.2:

Таблица 6.2 – Определение средней высоты волны и среднего периода волны

$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 7000}{28^2} = 87,6$		$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{28} = 7567,7$	
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,018$	$\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,3$	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,078$	$\frac{g}{V_w} = 3,9$
$\bar{h} = \frac{0,018 \cdot 28^2}{9,81} = 1,4 \text{ м}$	$\bar{T} = \frac{1,3 \cdot 28}{9,81} = 3,9 \text{ с}$		

4. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,9}{2 \cdot 3,14} = 23,8 \quad (170)$$

4. Проверяем, выполняется ли условие условной расчетной глубины:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d$$

$$13 > 0,5 \cdot 23,8$$

5. Определяют высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,4 \cdot 2,1 = 2,9 \quad (171)$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяемый в зависимости от значения  $\frac{gL}{v^2}$  (для глубоководной зоны).

5. Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,15 \cdot 2 \cdot 2,9 = 6,0 \quad (172)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНИП с учетом того, что откосы крепятся железобетонными плитами;

$$k_{sp} = 1,15 \text{ – коэффициент при коэффициенте откоса } ctg\varphi = 2;$$

где  $k_{run} = 2$ .

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 6,0 + 0,12 + 0,6 = 6,7 \text{ м} \quad (173)$$

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 547,0 + 6,7 = 553,7 \text{ м} \quad (174)$$

$$\nabla ГГП = \nabla ФПУ + h_s = 548,0 + 6,7 = 554,7 \text{ м} \quad (175)$$

Принимаем отметку гребня грунтовой плотины 554,7 м.

## 6.4 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов.

Гидравлическими расчетами устанавливают: ширину водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметку гребня водослива, форму водосливной грани и сопряжение ее с водобоем, форму сопряжения бьефов, размеры гасителей энергии воды в нижнем бьефе.

### 6.4.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{ГЭС}$ .

Расход, который необходимо пропустить через водосливной фронт основном случае:

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{ГЭС}}(n - 1) = 786 - 137,1 \cdot 2 = 511,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (176)$$

Поверочный случай:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} \cdot (n - 1) = 877 - 131,5 \cdot 2 = 614,0 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (177)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} \quad (178)$$

где  $q_b$  - удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p \quad (179)$$

где  $q_p$  - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}} \quad (180)$$

где  $V_{\text{нр}}$  - не размывающая скорость для скального грунта 5 м/с;

$h_{\text{нб}}$  - глубина воды в НБ при  $Q_{\text{осн.мах}}$  1% - 3,1 м.

Таким образом:

$$\begin{aligned} q_p &= 5 \cdot 3,1 = 15,5 \text{ м}^3/\text{с}; \\ q_b &= 1,25 \cdot 15,5 = 19,4 \text{ м}^3/\text{с}; \end{aligned}$$

$$B = \frac{511,8}{19,4} = 26,4 \text{ м.}$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому округляем  $B$  до 32 м. Стандартная ширина пролета  $b$  принимается в соответствии с тех.регламентом. Принимаем  $b=8$ . В итоге: 4 пролета по 8м.

Толщина быка:

$$\delta_b \geq (0,2 \div 0,25) \cdot b = (1,8 \div 2,25) \quad (181)$$

Бык не может быть менее 2м. Т.к бык разрезной, увеличиваем его толщину на 1метр. Толщину разрезного быка принимаем  $\delta_b = 3$  м.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_b = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 8 \cdot 4 + (4 - 1) \cdot 3 = 41 \text{ м} \quad (182)$$

### 6.4.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (183)$$

где  $m$  – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А,  $m = 0,49$ .

Таким образом:

$$H_{01} = \left( \frac{511,8}{0,49 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,5 \text{ м}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\Pi} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} \quad (184)$$

где  $\sigma_{\Pi}$  - коэффициент подтопления (принимается равным единице).

Отсюда:

$$H_{02} = \left( \frac{511,8}{0,49 \cdot 0,955 \cdot 1 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 3,6 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} \quad (185)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$  коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot B} \quad (186)$$

где  $\nabla_{\text{НПУ}}$  и  $\nabla_{\text{ДНА}}$  отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

$B$  - полная ширина с учётом быков.

$$V_0 = \frac{511,8}{(548,0 - 522,0) \cdot 32} = 0,62 \text{ м/с}.$$

Таким образом:

$$H = 3,6 - \frac{1,1 \cdot 0,62^2}{2 \cdot 9,81} = 3,57 \text{ м}$$

### 6.4.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{614}{0,49 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 3,9 \text{ м} \quad (187)$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot \varepsilon \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{614}{0,49 \cdot 0,955 \cdot 1 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} \\ = 3,8 \text{ м} \quad (188)$$

Таким образом:

$$H = 3,9 - \frac{1,1 \cdot 0,8^2}{2 \cdot 9,81} = 3,86 \text{ м} \quad (189)$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, округляем до  $H_{\text{ст}} = 4$  метров .

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 547,0 - 4 = 543,0 \text{ м} \quad (190)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6H_{\text{ст}} = 543,0 + 1,6 \cdot 4 = 549,4 \text{ м} \quad (191)$$

Приравняем отметку ГБ к отметке ГГП, следовательно  $\nabla_{\text{ГБ}} = 554,7$  м.

### 6.4.4 Расчет водопропускных отверстий

При проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусмотреть мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска

воды через агрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.)

Донные отверстия предусматривают безопасный сброс воды в НБ в случаях невозможности пропуска воды через агрегаты.

Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезного объема водохранилища к началу весеннего половодья.

$$V_{\text{полезн}} = 1,13 \text{ км}^3 (1130000000 \text{ м}^3)$$

$$V_{\text{прит}} = 0,43 \text{ км}^3 (43000000 \text{ м}^3)$$

Время, за которое срабатывается водохранилище (9 месяцев).

$$t = 9 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 = 23328000 \text{ с} \quad (192)$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{V_{\text{полезн}} + V_{\text{прит}}}{t} = \frac{1173000000}{23328000} = 50,3 \text{ м}^3/\text{с} \quad (193)$$

Расчет сечения водосброса:

$$\omega = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{50,3}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 23,6}} = 2,9 \text{ м}^2 \quad (194)$$

где  $\omega$  - площадь выходного отверстия;

$\mu = 0,8$  - коэффициент расхода.

$H_{\text{во}}$  - расстояние от НПУ до центра отверстия

Так как сечение прямоугольное, принимаем два отверстия с параметрами:  $b=2 \text{ м}$ ,  $h=1,5 \text{ м}$ .

Отметка нижней входной кромки водоспуска – 522,7.

## 6.5 Построение профиля водосливной грани

Рассчитаем координаты оголовка водослива. Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на  $H_{\text{ст}} = 4 \text{ м}$ . Расчеты сведены в таблицу 6.3. Сам оголовок строим на рисунке 6.4

Таблица 6.3 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (Кригера-Офицера)

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0,00	0,50	22	8,40	5,48
2	0,40	0,14	23	8,80	6,03
3	0,80	0,03	24	9,20	6,61
4	1,20	0,00	25	9,60	7,20
5	1,60	0,02	26	10,00	7,84
6	2,00	0,11	27	10,40	8,49
7	2,40	0,24	28	10,80	9,16
8	2,80	0,40	29	11,20	9,85
9	3,20	0,56	30	11,60	10,44

10	3,60	0,79	31	12,00	11,30
11	4,00	1,02	32	12,40	12,05
12	4,40	1,28	33	12,80	12,83
13	4,80	1,58	34	13,20	13,62
14	5,20	1,90	35	13,60	14,44
15	5,60	2,26	36	14,00	15,27
16	6,00	2,64	37	14,40	16,12
17	6,40	3,06	38	14,80	17,00
18	6,80	3,49	39	15,20	17,88
19	7,20	3,95	40	15,60	18,79
20	7,60	4,43			
21	8,00	4,94			

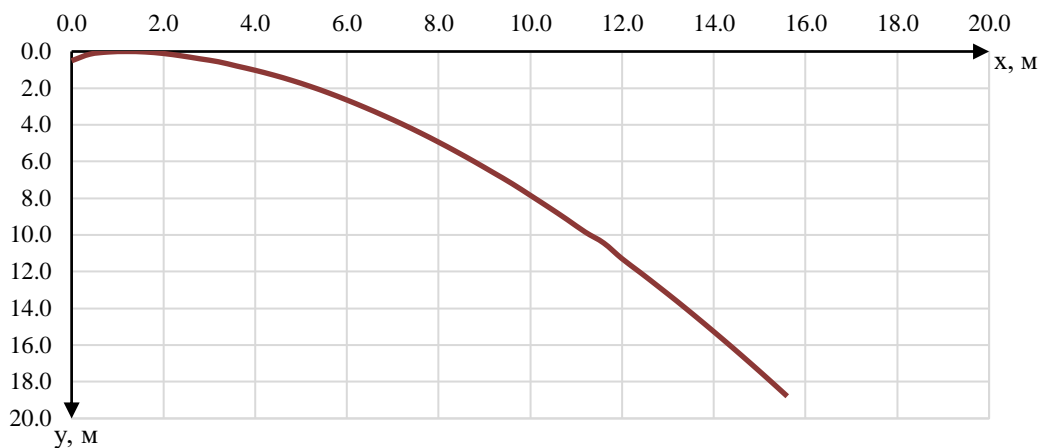


Рисунок 6.4 – Оголовок водосливной плотины

## 6.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\cdot\delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 511,8^2}{41^2 \cdot 9,81}} = 2,6 \text{ м} \quad (195)$$

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

Определяем сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{12,48}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(548,0 - 522,0 - 0)}} = 0,6 \text{ м} \quad (196)$$

где  $\varphi = 0,97 \div 1,00$  – коэффициент скорости ;

$q$  – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B + (n - 1) \cdot \delta_6} = \frac{511,8}{41} = 12,48 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (197)$$

$$h'_{c2} = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{12,48}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(548,0 - 522,0 - 0,6)}} \\ = 0,58 \text{ м} \quad (198)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,58}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,9}{0,58} \right)^3} - 1 \right) \\ = 8,9 \text{ м} \quad (199)$$

В данном случае сопряжение относится к типу отогнанного прыжка, так как  $h''_c > h_{\text{нб}}$ , при  $h_{\text{нб}} = 3,1$  м.

Так как за плотинкой должен быть затопленный прыжок, рассчитаем гасители.



## 6.5 Расчет элементов в нижнем бьефе

### 6.5.1 Водобойная плита

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

$$\delta_B = 0,15 \cdot V_c \cdot \sqrt{h'_{c1}} = 0,15 \cdot 20,8 \cdot \sqrt{0,6} = 2,4 \text{ м} \quad (200)$$

где  $V_c$  – скорость в сжатом сечении на первой водобойной плите,

$$V_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_B) \cdot h'_{c1}} = \frac{511,8}{41 \cdot 0,6} = 20,8 \text{ м}^2/\text{с} \quad (201)$$

Принимаем толщину водобойной плиты равную  $\delta_B = 3$ .

Длина водобойной плиты равна длине гидравлического прыжка:

$$l_B = l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' + h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,9 + 0,6) = 43,8 \quad (202)$$

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_B = 522,0 - 3 = 519,0 \text{ м} \quad (203)$$

### 6.5.2 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определенная расчетом, не должна превышать 5÷10%.

Первоначально, глубину колодца определяются по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{нб}} + Z') \quad (204)$$

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

$Z$  – перепад с водобойной поверхностью, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной  $d$ ;

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left( \frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{\text{нб}}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) \quad (205)$$

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

$$Z' = \frac{12,48^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 3,1^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 8,9^2} \right) = 7,9 \cdot (0,12 - 0,01) = 0,87 \text{ м}$$

$$q = 12,48 \text{ м}^2/\text{с} \quad (206)$$

Глубина колодца:

$$d = 1,1 \cdot 8,9 - (3,1 + 0,87) = 5,8 \text{ м} \quad (207)$$

Находится полная удельная энергия во втором приближении:

$$E'_0 = C_H + H_0 + d = 21 + 4 + 5,8 = 30,8 \text{ м} \quad (208)$$

$$C_H = \nabla_{ГВ} - \nabla_{Дна} = 543,0 - 522,0 = 21 \text{ м} \quad (209)$$

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{30,8}{2,6} = 11,8 \text{ м} \quad (210)$$

По графику М. Д. Чертоусова определяется  $\xi_c=0,27$  и  $\xi''_c=2,64$   
Вычисляется сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,27 \cdot 2,6 = 0,7 \text{ м} \quad (211)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,64 \cdot 2,6 = 6,86 \text{ м} \quad (212)$$

$$Z' = \frac{12,48^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 3,1^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 6,86^2} \right) = 7,9 \cdot (0,12 - 0,019) = 0,8 \text{ м} \quad (213)$$

$$d = 1,1 \cdot 6,86 - (3,1 + 0,8) = 3,6 \text{ м} \quad (214)$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E'_0 = C_H + H_0 + d = 21 + 4 + 3,6 = 28,6 \text{ м} \quad (215)$$

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{28,6}{2,6} = 11 \quad (216)$$

По графику М. Д. Чертоусова определяем  $\xi_c=0,26$  и  $\xi''_c=2,57$   
Сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,26 \cdot 2,6 = 0,68 \text{ м} \quad (217)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 2,57 \cdot 2,6 = 6,7 \text{ м} \quad (218)$$

$$Z' = \frac{12,48^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 3,1^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 6,7^2} \right) = 7,9 \cdot (0,12 - 0,02) = 0,79 \text{ м} \quad (219)$$

$$d = 1,1 \cdot 6,7 - (3,1 + 0,79) = 3,5 \text{ м} \quad (220)$$

Так как разница между глубинами колодца в третьем и втором приближениях составляет 7 %, то принимается  $d = 3,5$  м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d = 522,0 - 3,5 = 518,5 \text{ м.}$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителя:

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{\text{пр}} \quad (221)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 6,7 - 0,68) = 30,1 \text{ м} \quad (222)$$

$$l_{\text{в}} = 0,75 \cdot l_{\text{пр}} = 0,75 \cdot 30,1 = 22,6 \text{ м} \quad (223)$$

### 6.5.3 Рисберма

Участок за водобоем, предназначенный для рассеивания потока. Устанавливается после водобойной плиты в три ряда в шахматном порядке.

Выполняется креплением бетонных плит длиной 9,5 м, шириной 9,5 м.

Конец участка рисбермы заканчивается зубом.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{р}} = 0,5 \cdot \delta_{\text{в}} = 0,5 \cdot 3 = 1,5 \text{ м} \quad (224)$$

## 6.6 Конструирование плотины

### 6.6.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

При соотношении  $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = (0,6 \div 0,8)$  плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости плотины.

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_{\text{в}} = 522,0 - 3,5 - 3 = 515,5 \text{ м} \quad (225)$$

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 547,0 - 515,5 = 31,5 \text{ м} \quad (226)$$

Таким образом, ширина подошвы плотины равна:

$$B_{\text{под}} = 0,7 \cdot h = 0,75 \cdot 31,5 = 23,6 \text{ м} \quad (227)$$

### 6.6.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

В бетонных плотинах предусматривается устройство межсекционных и межстолбчатых деформационных швов. Швы устраивают для обеспечения монолитности плотины при неравномерной ее осадке и неравномерном распределении температуры по сечению бетонных массивов.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков. Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}} = 9 + 3 = 11 \text{ м} \quad (228)$$

где  $b$  – пролет водосливного фронта;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина разрезного быка

При ширине основания  $B=23,6$  м, принимаем 2 столба шириной 11,8 м.

### 6.6.3 Быки

Быки предназначены для создания водосливных секций, для опоры плоских затворов (основного и ремонтного) и опоры для автодороги и подкрановых путей.

Для плоских затворов устроен паз. Бык разрезной. Форма верховой грани быка выполняется полукруглой. Ширина быка по гребню 17,1 м.

Толщина разрезного быка равна 3 м.

Длину паза рабочего и ремонтного затвора принимаем равной 0,5 м.

Отметка гребня быка была рассчитана ранее.

### 6.6.4 Устой

К левому торцу здания ГЭС примыкает глухая бетонная плотина.

Сопрягающий устой длиной 142,0 м устроен на месте примыкания правобережной грунтовой плотины и водосливной плотины.

Разделительный устой длиной 169,2 м устроен между водосливной плотиной и зданием ГЭС.

## 6.6.5 Галереи в теле бетонной плотины

В теле бетонной плотины устраивают продольные галереи. Галереи для вертикального дренажа принимаем с минимальными размерами, обеспечивающими транспортирование оборудования. Размеры галереи 3х3м, отметка пола галереи  $\nabla 515,4$  м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеют ширину 2,5 м, высоту 2,5м. Смотровые галереи находятся на отметках:  $\nabla 527,4$  м;  $\nabla 538,9$  м.

## 6.7 Конструирование элементов подземного контура плотины

### 6.7.1 Дренажные устройства

Для ограничения фильтрационного давления на плотину используется схема без цементационной завесы, с использованием вертикальных дренажных скважин.

Рассчитаем фильтрационный напор на дренажном устройстве:

Определяем напор на дренаже :

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_{max} = 0,2 \cdot 23,6 = 4,7 \text{ м} \quad (229)$$

где  $H_{max}$  – расчетный напор, равный:

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ВХК}}) = 547,0 - 523,4 = 23,6 \text{ м} \quad (230)$$

Дренаж в основании выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 2 м. Отвод фильтрационной воды осуществляется насосами.

Глубина скважин дренажа:

$$h_{др} = 0,5H_{max} = 0,5 \cdot 23,6 = 11,8 \text{ м} \quad (231)$$

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$l_{др} = 0,15B = 0,15 \cdot 23,6 = 3,2 \text{ м} \quad (232)$$

## 6.8 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины. Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю – при НПУ и минимальном уровне нижнего бьефа ( при пропуске минимального расхода по ВХК).

Сбор нагрузок производится на 1 погонный метр плотины.

### 6.8.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины без учета зубьев:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{250,8 \cdot 8 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{8 + 3} = 4294,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (233)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad);

$b$  – ширина пролета;

$\delta_{\text{Б}}$  – толщина быка;

$\rho_{\text{Б}}$  – плотность бетона.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{Б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{417,6 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{8 + 3} = 2681,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (234)$$

Вес плоского затвора определим по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f} g = 0,055 \cdot 49,5 \cdot \sqrt{49,5} \cdot 9,81 = 172,4 \text{ кН} \quad (235)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (548,0 - 543,0 + 0,5) \cdot 9 = 49,5 \text{ м}^2 \quad (236)$$

Приведем вес плоского затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{172,4}{8 + 3} = 15,7 \quad (237)$$

## 6.8.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$W_1 = \frac{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{В}} = \frac{(547,0 - 515,5)^2}{2} \cdot 9,81 = 4867,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (238)$$

- с нижнего бьефа:

$$W_2 = \frac{(\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОД}})^2}{2} \cdot \gamma_{\text{В}} = \frac{(523,4 - 515,5)^2}{2} \cdot 9,81 = 306,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (239)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_B \quad (240)$$

$$W_3 = 41,5 \cdot 9,81 = 407,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (241)$$

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

### 6.8.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = \gamma_B \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}}) = 9,81 \cdot 23,6 \cdot 7,9 = 1829,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (242)$$

### 6.8.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления, действующая на плотину:

$$W_{\text{ф}} = \gamma_w \cdot S_{\text{эп}} = 9,81 \cdot 117,05 = 1148,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (243)$$

где  $S_{\text{эп}}$  – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в AutoCad;

### 6.8.5 Давление грунта

Давление наносов на грань

$$P_H = \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{22}{2} \right) = 5 \text{ кПа} \quad (244)$$

где:  $h_H$  – толщина слоя наносов;

$\varphi_H$  – угол внутреннего трения наносов,

$\gamma_H^{\text{взв}}$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии; рассчитывается по формуле:

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_H = \frac{P_H \cdot h_H}{2} = \frac{5 \cdot 1}{2} = 2,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (245)$$

Боковое давление грунта, пригруженного слоем наносов:

$$\begin{aligned}
P'_{\text{гр}} &= \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2ctg \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \\
&= 11 \cdot 1 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - 2ctg \left( 45 - \frac{37}{2} \right) \\
&= 14,04 \text{ кПа}
\end{aligned} \tag{246}$$

где  $\varphi_{\text{гр}}$  – угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами.

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

$$\begin{aligned}
P''_{\text{гр}} &= (\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - ctg \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\
&= (11 \cdot 1 + 13,4 \cdot 6,5) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{37}{2} \right) - ctg \left( 45 - \frac{37}{2} \right) \\
&= 31,7 \text{ кПа}
\end{aligned} \tag{247}$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 9,81 = 13,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \tag{248}$$

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

$n_0$  – пористость условиях естественной влажности грунта

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_a = \frac{(P'_{\text{гр}} + P''_{\text{гр}})}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{14,04 + 31,7}{2} \cdot 6,5 = 148,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \tag{249}$$

### 6.8.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \tag{250}$$

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

$h_0$  – средняя высота волны;

$\bar{T}$  – средний период волны;

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



$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 2,9 \cdot \left( \frac{23,8}{3,14} + \frac{1,1}{2} \right) = 115,6 \text{ кН} \quad (251)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 2,9^2}{23,8} = 1,1 \text{ м} \quad (252)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{23,8}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,9 = 2,7 \text{ м} \quad (253)$$

## 6.9 Оценка прочности плотины

Оценка прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы в сечении на уровне подошвы плотины. Ниже приведена таблица 6.4, в которую внесены нагрузки рассчитанные ранее и умноженные на коэффициент  $\gamma_f$ , также указаны направление силы и плечи.

Таблица 6.4 – Сбор нагрузок

№	Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Сила $\cdot \gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	$W_1$	1	□	4867,0	10,3	50130,0
2	$W_2$	1	□	306,1	2,6	-795,9
3	Gпл	0,95	□	4079,7	7,1	-28965,9
4	Gб	0,95	□	2547,4	7,9	-20124,3
5	$W_{\text{взв}}$	1	↑	1829,0	0	0,0
6	$W_{\text{ф}}$	1	↑	1148,3	7,3	8382,3
7	$W_{\text{волн}}$	1	□	115,6	21,2	-2450,7
8	$W_3$	1	□	407,1	8,5	3460,4
9	Qз	0,9	□	14,1	5,6	79,0
10	Ен	1,2	□	3,0	7,9	23,7
11	Еав	0,8	□	119,0	2,2	261,7
ΣN				4071,0	ΣM	10000,2

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\text{п}}} + \frac{6\Sigma M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{4071,0}{23,6} + \frac{6 \cdot 10000,2}{23,6^2} = -64,8 \text{ кПа} \quad (254)$$

где  $\Sigma M$  – сумма моментов, действующих на подошву;

$B_{\text{п}}$  – ширина подошвы плотины;

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -64,8 \cdot 0 - 10 \cdot 31,5 \cdot (1 - 0) = \\ &= -315,0 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (255)$$

где  $m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^u$  –напор над расчетным сечением с ВБ (между отметкой НПУ и отметкой подошвы)

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 32,6 - 137,0) \cdot 0 = 0 \text{ кПа} \quad (256)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -64,8 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 31,5 \cdot 0 = \\ &= -64,8 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (257)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 31,5 = -315,0 \text{ кПа} \quad (258)$$

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0^2)}{2} \left\{ -64,8 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 10 \cdot 32,6 \cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0^2}{1 + 0^2} \right] \right\} = \\ &= -32,0 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (259)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6\Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{4071,0}{23,6} - \frac{6 \cdot 10000,2}{23,6^2} = -280,2 \text{ кПа} \quad (260)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -280,2 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 7,9 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,7^2) = -177,6 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (261)$$

где  $m_t$  – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^t$  –напор над расчетным сечением со стороны НБ (между отметкой ВУНБ<sub>min</sub> и отметкой подошвы);

Касательное напряжение у низовой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 7,9 - 280,2) \cdot 0,7 = \\ &= 140,8 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (262)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -280,2 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 7,9 \cdot 0,7^2 = -378,8 \text{ кПа} \quad (263)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 7,9 = -79 \text{ кПа} \quad (264)$$

Краевые напряжения представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок и воздействий			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-64,8	$\sigma_y^t$	-280,2
$\sigma_x^u$	-315,0	$\sigma_x^t$	-177,6
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	140,8
$\sigma_1^u$	-64,8	$\sigma_1^t$	-79
$\sigma_3^u$	-315,0	$\sigma_3^t$	-378,8
$\sigma_c^u$	-32,0		

## 6.10 Критерии прочности плотины и ее основания

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

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b;$$

где  $\gamma_n = 1,20$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

$\gamma_{cd} = 1$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t|}{\gamma_c} = \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 378,8}{1} = 454,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (265)$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класса бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ .

Условие выполняется:  $454,6 \leq 2800$ ;

На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^t < 0;$$

Условие выполняется:  $-280,2 \text{ кПа} < 0$ .

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (266)$$

$$64,8 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 31,5 ;$$

$$64,8 \geq 63,0$$

### 6.11 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е его сопротивлением сдвигу сооружения.

Делаем пересчет нагрузок с учетом плоского сдвига по подошве сооружения.

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} + Q_3 + W_3 - W_{\text{ф}} - W_{\text{взв}}) \cdot \text{tg}\varphi + c \cdot \omega = \\ &= (4079,7 + 2547,4 + 14,1 + 407,1 - 1148,3 - 1829,0) \cdot 0,7 + 100 \cdot \\ &\cdot 23,6 = 6251,3 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (267)$$

где  $c$  – сцепление скального грунта, кПа

$\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м

$$\omega = B_n \cdot 1 = 23,6;$$

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= W_1 - W_2 + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} + E_{\text{ав}} = 4867,0 - 306,1 + 115,6 + 3 + +119,0 \\ &= 4798,2 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (268)$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n;$$

$$\frac{6251,3 \cdot 0,95}{4698,5 \cdot 1} \geq 1,20;$$

Условие выполняется:  $1,23 \geq 1,20$

### 6.12 Проектирование грунтовой плотины

Грунтовая плотина является земляной насыпной. Также будет использован выемной грунт, который вынимают из-под подошвы. Отсыпка насухо с уплотнением. Противофильтрационный элемент – буробетонная диафрагма.

По грунтовой плотине проходит автодорога, поэтому ширина гребня равна 12 м. Длина грунтовой плотины по гребню – 685,2 м.

Коэффициент откоса верховой и низовой граней принят 2. Верховой откос будет крепиться железобетонными плитами.

## 7.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 7.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	98,7	98,7	98,7	98,7	98,7
Число часов использования установленной мощности	Часы	8760	8760	8760	8760	8760
Выработка электроэнергии	МВт*ч	864612	864612	864612	864612	864612
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на соб. нужд	МВт*ч	17292,24	17292,24	17292,24	17292,24	17292,24
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	17292,24	17292,24	17292,24	17292,24	17292,24
Объем реализации						
электроэнергии	МВт*ч	847319,76	847319,8	847319,8	847319,8	847319,8
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации						
электроэнергии	млн.руб.	883	913	941	968	996
НДС к выручке	млн.руб	147	152	157	161	166

Вывод: анализируя данные таблицы 7.1, можно сказать, что наблюдается рост выручки от реализации электроэнергии вследствие чего растет НДС к выручке.

### 7.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Эксплуатационные расходы гидроузла представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	11,74
Прочие	274,0	12,61
Итого по ГЭС	529,2	24,35

Удельные значения расходов на ремонт % представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,12
От 6 до 15 лет	0,17
От 16 до 25 лет	0,3
Свыше 25 лет	0,4

Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс. руб. за 1 МВт	12,46
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб. за 1 МВт·ч	0,87
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб. за 1 МВт·ч	0,25
Итого		13,58

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации представлены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн.руб.	19,79	43,12	53,57	53,57	53,56
Расходы на страхование, млн.руб.	6,97	18,81	22,37	22,37	22,37
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	24,35	48,71	48,71	48,71	48,71
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,04	2,35	2,79	2,79	2,79
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	6,79	13,58	13,58	13,58	13,58
Налог на воду, млн.руб.	1,59	3,81	3,81	3,81	3,81
Итого, млн.руб.	60,55	130,99	144,84	144,84	144,84

Структура текущих затрат по гидроузлу, % показана на рисунке 7.1.

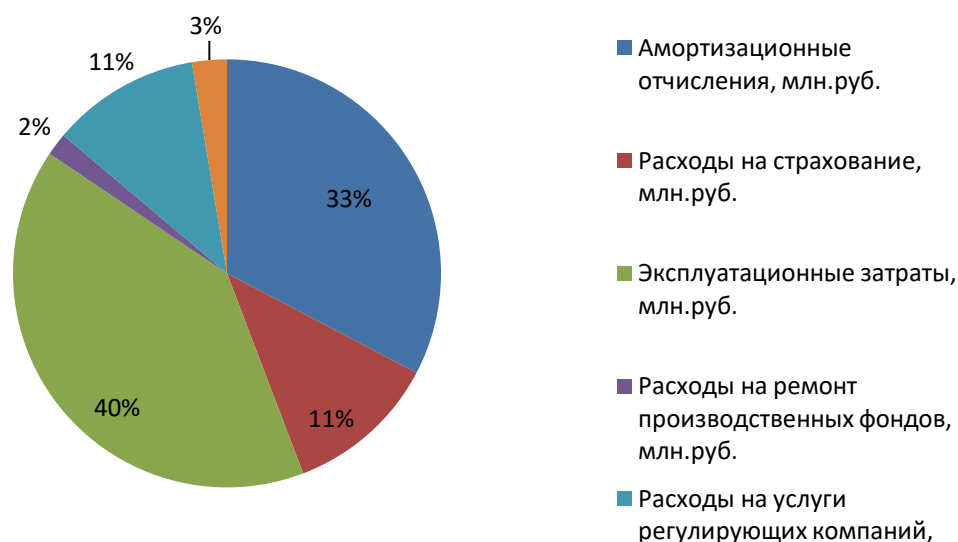


Рисунок 7.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

Вывод: текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации будут постепенно расти и большую их часть составят амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

### 7.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы в первые годы эксплуатации представлены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Налог на прибыль, млн.руб.	126,65	336,04	350,97	361,07	372,13
НДС, млн.руб.	50,08	136,48	138,25	143,87	150,45
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	17,41	20,89	20,89	20,89	19,99
Налог на имущество, млн.руб.	7,38	38,34	49,65	48,47	47,29
Итого, млн.руб.	201,53	531,71	559,77	574,32	589,87

Вывод: налоговые расходы в первый год эксплуатации будут минимальны за счет постепенно растущих НДС и налога на имущество.

### 7.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации



Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	412,47	854,144	882,93	909,78	938,49
Текущие расходы, млн.руб.	60,55	130,64	144,84	144,84	144,84
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	410,55	850,33	879,16	905,95	934,68
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	306,16	681,82	693,74	721,77	755,2
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	122,46	272,76	277,49	288,71	302,08
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	183,69	409,09	416,24	433,06	453,12
Ставка налога на прибыль,%	20	20	20	20	20

Ниже представлен график (рисунок 7.2) наглядно показывающий изменение чистой прибыли за период с 2020 года эксплуатации по 2025.

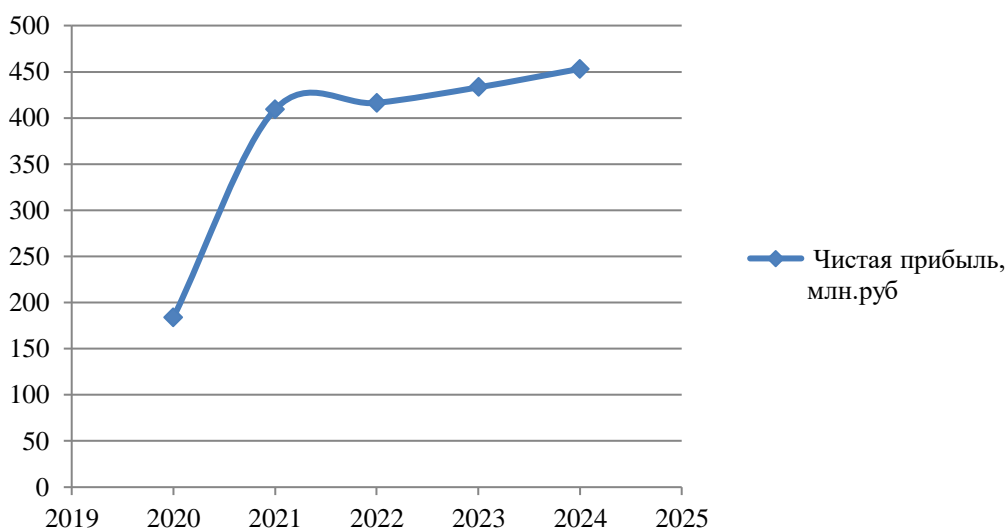


Рисунок 7.2 – Изменение чистой прибыли в первые годы эксплуатации , млн. руб.

Вывод: в первые годы эксплуатации , исходя из графика, наблюдается плавный рост прибыли , убытков не наблюдается в связи с тем, что 2020 год – это год начала эксплуатации и продаж.

Анализ денежных потоков, млн. руб. представлен на рисунке 7.3.

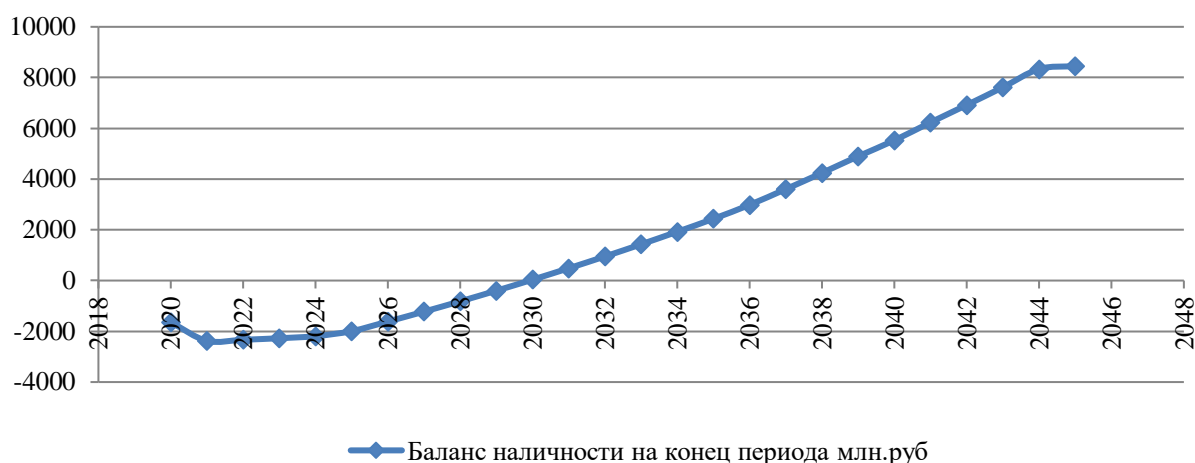


Рисунок 7.3 – Анализ денежных потоков, млн. руб.

2020-2026 года – выполнение земляных, бетонных и строительных работ  
 2020- 2022 года - установка оборудования основного и вспомогательного генерирующего оборудования.  
 2020 год – первый год эксплуатации оборудования  
 Окупаемость проекта наступит с 2030 года.

### 7.3 Оценка инвестиционного проекта. Коммерческая эффективность

Показатели эффективности реализации проекта «Тас-Юряхской ГЭС на реке Мая» представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 - Показатели эффективности реализации проекта «Тас-Юряхской ГЭС на реке Мая»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	130
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	20,2
Наименование	Значение
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,01
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,69
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,16
Удельные капиталовложения, руб/Квт	61049,4

### 7.3 Бюджетная эффективность

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты представлены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн рублей	101,76	276,69	280,31	291,59	304,72
В региональный бюджет, млн рублей	7,38	38,34	49,65	48,47	47,29
Итого налоговых поступлений, млн рублей	109,14	315,03	329,96	340,06	352,02

Вывод: Наблюдается рост налоговых поступлений в связи с ростом поступлений в региональный и федеральные бюджеты. В первый год эксплуатации минимальные налоговые поступления в связи с неполной установкой оборудования и началом производства.

#### 7.4 Анализ чувствительности

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

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

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов показаны на рисунке 7.4.

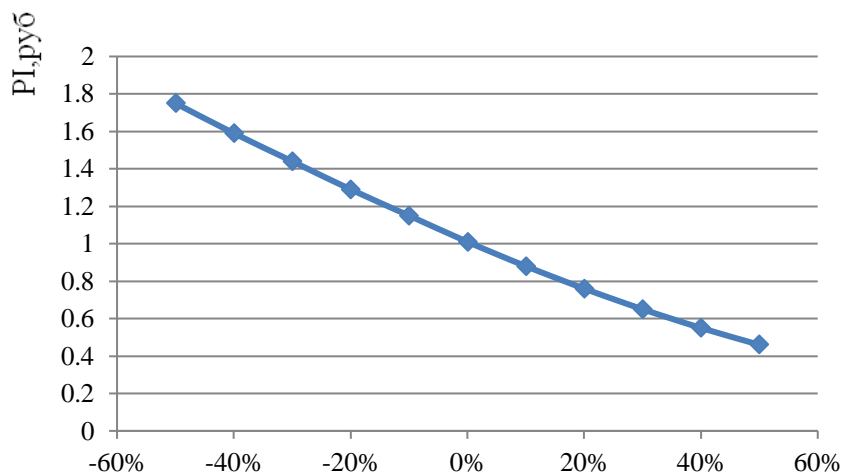


Рисунок 7.4 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI, в данной работе мы добивались того, чтобы индекс прибыльности был более единицы, иначе проект являлся бы экономически неэффективным, график наглядно показывает, что увеличение показателя PI достигается при отрицательных значениях параметров налогообложения, т.е. при уменьшении ставки налогообложения.

Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций показана на

рисунке 7.5.

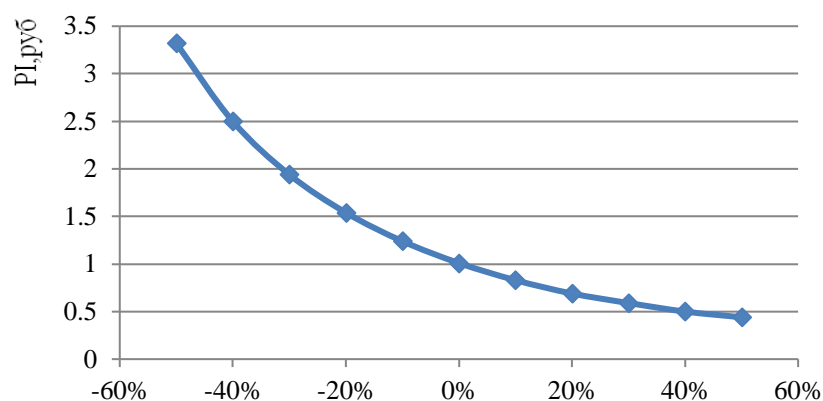


Рисунок 7.5 - Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: увеличение объема инвестиций- уменьшение величины PI. Инвестиции отрицательно влияют на индекс прибыльности, и поэтому при их уменьшении наблюдается увеличения прибыльности.

Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта показана на рисунке 7.6.

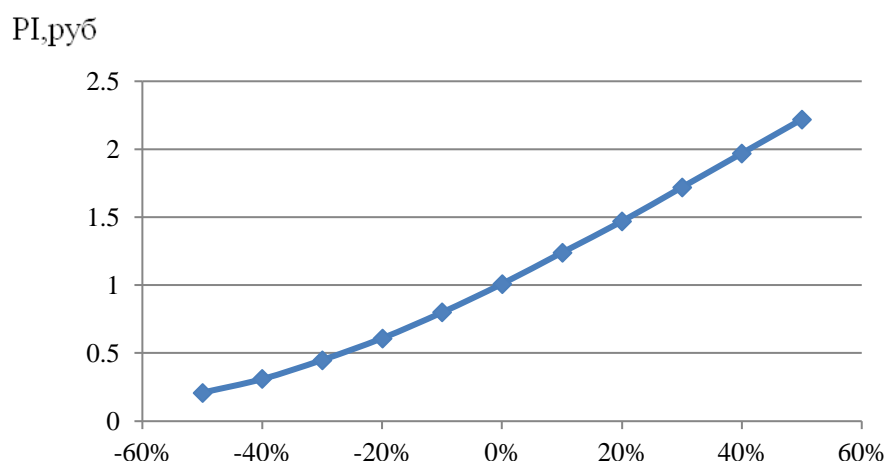


Рисунок 7.6 - Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: увеличении цены сбыта –увеличение величины PI. Цена сбыта прямопропорциональна количеству прибыли, поэтому наблюдаем рост индекса прибыльности с ростом цены сбыта.

Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования показана на рисунке 7.7.

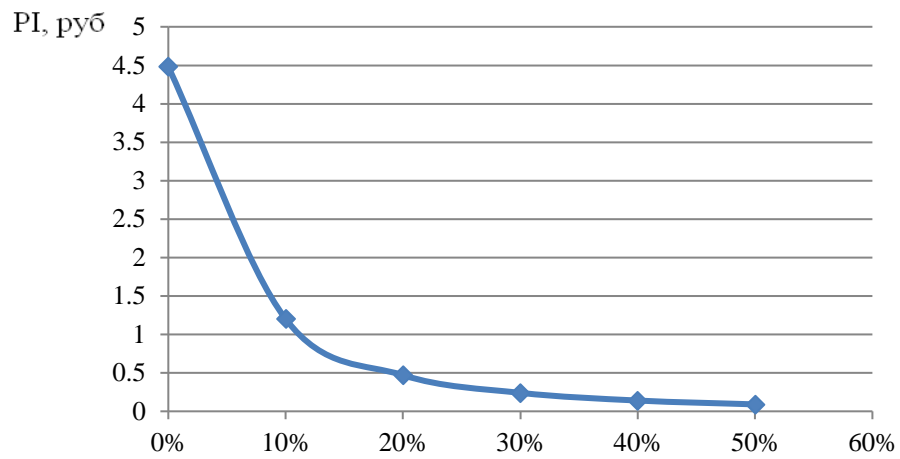


Рисунок 7.7 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: увеличение ставки дисконтирования—уменьшение величины PI. Наблюдается, что при неизменной ставки дисконтирования т.е при отсутствии роста ставки будем иметь наибольшие показатели индекса прибыльности

## **8 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **8.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Тас-Юрхской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Тас-Юрхской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

### **8.2 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) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- 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.

Силовые трансформаторы ТДТН 40000/110–У1 кВ, 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 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.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Гас-Юряхской 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;
- Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам 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 типа СВ-650/150-72 мощностью 32,9 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Тас-Юрхской ГЭС предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

### **8.3 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), 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, Межотраслевым 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 Тас-Юряхской 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 Тас-Юряхской гидроэлектростанции 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;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Тас-Юряхской 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.

## **8.4 Охрана окружающей среды**

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

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7 от 10.01.2002);
- Земельный кодекс РФ (№ 136-ФЗ от 25.10.2001);
- Водный кодекс РФ (№ 74 - ФЗ от 03.06.2006);
- Лесной кодекс РФ (№ 200-ФЗ от 04.12.2006);
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (№ 96 от 04.05.1999);
- ФЗ «О животном мире» (№ 52 от 13.12.1996);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Тас-Юряхской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

### **8.4.1 Водоохранные мероприятия**

#### **8.4.1.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят: санитарная очистка территорий населенных пунктов;

- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- 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 жидких отходов и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

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

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

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

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

#### **8.4.1.2 Водоохранная зона**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [54] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

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

участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

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

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

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

#### **8.4.1.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции**

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 нефтеуловительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные ёмкости – в баки аварийного слива масла.

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

– При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

– регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

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

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

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

Осуществление строительства гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации транспортных связей, лесорубке и лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении река является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязнённых вод в районе водохранилища не имеется. Возможными источниками загрязнения поверхностных вод являются расположенные в зоне водохранилища животноводческие помещения, выгребные ямы при индивидуальных хозяйствах, а также строительный мусор, остающийся после выноса населённых пунктов.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище.

#### **8.4.2 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

Источниками загрязнений на предприятии являются пылегазоочестные установки, малярные работы, дизель-генератор и тому подобное. На этапе производства строительно-монтажных работ загрязнение атмосферного воздуха связано с выбросами строительной техники, транспортных средств, других механизмов.

Для уменьшения негативного воздействия на окружающую среду выполняют следующие мероприятия:

- очистка топлива и сырья от вредных примесей;
- исключение сухих способов переработки пылящих материалов,
- герметизация производств и транспортных средств при транспортировке различных продуктов и материалов,
- кооперация с другими предприятиями, уменьшающая количество «грязных» участков на предприятии;
- сокращение неорганизованных выбросов;
- очистка и обезвреживание загрязняющих веществ из отходящих газов;
- улучшение условий рассеивания.

### 8.4.3 Охрана от промышленных отходов

При строительстве и эксплуатации ГЭС происходит образование значительного объема отходов различных классов опасности (I-V), указанных в таблице 8.2.

В связи с этим проводят следующие мероприятия:

- раздельный сбор отходов по видам и классам опасности;
- организация мест накопления отходов;
- своевременный вывоз отходов с учетом класса опасности и способов утилизации/хранения/захоронения осуществляется на специально оборудованные полигоны.

Классификация отходов по классам опасности представлена в таблице 8.1

Таблица 8.1-Классификация отходов по классам опасности

Класс опасности отхода для окружающей природной среды	Степень вредного воздействия опасных отходов на окружающую природную среду	Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды
I класс (чрезвычайно опасные)	очень высокая	Экологическая система необратимо нарушена. Период восстановления отсутствует.
II класс (высокоопасные)	высокая	Экологическая система сильно нарушена. Период восстановления не менее 30 лет после полного устранения источника вредного воздействия.
Класс опасности отхода для окружающей природной среды	Степень вредного воздействия опасных отходов на окружающую природную среду	Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды

Окончание таблицы 8.1

III класс (умеренно опасные)	средняя	Экологическая система нарушена. Период восстановления не менее 10 лет после снижения вредного воздействия от существующего источника.
IV класс (малоопасные)	низкая	Экологическая система нарушена. Период самовосстановления не менее 3 лет.
V класс (практически неопасные)	очень низкая	Экологическая система практически не нарушена.

## **9 Выбор состава работающего генерирующего оборудования в условиях конкурентного рынка электроэнергии и мощности**

### **9.1 Оптовый рынок электроэнергии и мощности**

Оптовый рынок электрической энергии и мощности — это сфера обращения особых товаров, а именно электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих

на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» Правительством Российской Федерации. Критерии отнесения производителей и покупателей электрической энергии к категории крупных производителей и крупных покупателей устанавливаются Правительством Российской Федерации (ст.3 35-ФЗ «Об электроэнергетике»).

НОРЭМ а именно новый оптовый рынок электроэнергии и мощности. НОРЭМ это новая модель оптового рынка электроэнергии и мощности, которая была введена в действие Постановлением Правительства РФ 1 сентября 2006 года. В настоящее время Постановлением Правительства РФ №1172 от 27 декабря 2010 года – это регулятор правил функционирования ОРЭМ.

## **9.2 Основные отличия новой модели оптового рынка**

В настоящее время регулируемый сектор оптового рынка становится совокупностью регулируемых договоров, которые заключаются между участниками оптового рынка. По регулируемым договорам (РД) реализуется электрическая энергия и электроэнергия. Объемы электроэнергии, не реализованные по РД, реализуются/приобретаются по свободным ценам на рынке на сутки вперед (РСВ) (по ценам, сформированным в результате конкурсного отбора ценовых предложений и по свободным договорам, где цены определяются сторонами договора). Полные объемы производства и потребления продавцами и покупателями электроэнергии, включая объемы, охватываемые РД, участвуют в определении рыночной цены на предстоящий день. Однако, в отличие от действующей модели, если объемы по заявке покупателя не прошли конкурсный отбор на рынке на сутки вперед, то покупателю придется покупать соответствующие объемы потребления на балансирующем рынке, т. е. нет возможности возврата в регулируемый сектор.

## **9.3 Определение готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии**

Затраты на содержание электростанции, мощность которой требуется энергосистеме, должны быть оплачены даже в том случае, если она находилась в резерве в течение всего расчетного периода.

Владелец должен быть заинтересован в поддержании оборудования в хорошем состоянии. В этом случае определение сроков проведения плановых ремонтов, особенно долгосрочных (капитальных, средних), должно быть согласовано с режимом работы системы. Собственник должен быть заинтересован в том, чтобы электростанция была готова вырабатывать



электроэнергию в требуемом энергосистемой режиме, в том числе решать проблемы топливоснабжения.

Выбор основного генерирующего оборудования осуществляется в соответствии с порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, разработанным и утвержденным ОАО "СО ЕЭС" в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172, а также иными постановлениями и распоряжениями Правительства Российской Федерации, устанавливающими необходимые технические требования к генерирующему оборудованию.

Оборудование должно удовлетворять следующим техническим требованиям:

- требованиям, которые определяют готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии;
- требованиям предъявляемым к генерирующему оборудованию, которые предусмотрены договорами обязательной поставки;
- требованиям к генерирующему оборудованию, которое располагается на генерирующих объектах. строительство генерирующих объектов должно быть осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ.

Оценка соответствия генерирующего оборудования обязательным требованиям:

- по критериям и в порядке, предусмотренном регламентами оптового рынка и (или) настоящим Порядком установления соответствия;
- по результатам тестирования, в соответствии с Приложением 2 к настоящему Порядку установления соответствия;
- на основании информации (уведомлениям), предоставленной участниками оптового рынка ранка в случаях, предусмотренных регламентами оптового рынка и Техническими требованиями .

#### **9.4 Выполнение требований рынка к генерирующему оборудованию**

До запуска НОРЕМ соблюдение требований рынка к генерирующему оборудованию обеспечивалось подтверждением выполнения эксплуатационной мощности, то есть финансово значимый контроль осуществлялся в определенные часы рабочих дней по отношению к одному значению – "эксплуатационной мощности", определяемому Федеральной службой по тарифам в прогнозном балансе - после запуска НОРЭМ, по результатам мониторинга готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии. С 11 декабря 2006 года осуществляется финансово значимый контроль за каждым часом работы каждого генератора по совокупности технико-технологических параметров.

Что контролируем?

Обязательные требования к генерирующему оборудованию:

1. Участие в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ);
  2. Участие ГЭС во вторичном регулировании;
  3. Участие в регулировании напряжения (предоставление диапазона регулирования реактивной мощности);
  4. Способность к выработке электроэнергии;
  5. Соблюдение диспетчерской дисциплины;
- + антимонопольный контроль

В настоящее время на рынке электроэнергии и мощности при планируемом дальнейшем увеличении объема сектора свободной торговли электроэнергией состав оборудования будет оказывать все большее влияние на стоимость электроэнергии и прибыль участников рынка.

## 9.5 Описание задачи ВСВГО

Известно множество методов для оптимального решения задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО). Одной из причин такого разнообразия является то, что задача планирования сильно изменяется от энергосистемы к энергосистеме в зависимости от типов генерирующих блоков и других ограничений.

Задача оптимального ВСВГО является очень важной в процессе работы энергообъединения и должна учитывать технологические и экономические ограничения на длительном интервале планирования, достигающего одного года. Получение решения столь долгосрочного планирования состава оборудования невозможно с использованием алгоритмов краткосрочного планирования из-за огромного времени, требуемого для получения решения. С другой стороны экстраполяция ВСВГО на долгий период приводит к получению неадекватных результатов из-за отбрасывания большого количества ограничений, таких как плановые ремонты, возрастание цен и т.д. Поэтому принято разделять задачу определения состава оборудования по времени на долгосрочную, краткосрочную и в режиме реального времени.

Для поддержания системной надежности и эффективности большой энергосистемы планирование состава должно быть тесно связано с экономичным распределением нагрузки по генераторам и учитывать ограничения системные ограничения.

## 9.6 Порядок формирования уведомлений ВСВГО

Порядок формирования уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования разработан и утвержден АО «СО ЕЭС» в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности.

*Порядок формирования уведомлений* разработан в целях регулирования и контроля, оформления и передачи уведомлений о составе и параметрах

генерирующего оборудования, используемых в процедурах выбора состава включенного генерирующего оборудования, суточного планирования, оперативного планирования, а также в процедуре определения показателей готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии.

Положения настоящего Порядка формирования уведомления распространяются на всех участников оптового рынка, владеющих генерирующим оборудованием на праве собственности или ином правовом основании, независимо от их местонахождения на территориях, объединенных в ценовые или неценовые зоны оптового рынка, участвующих в отношениях по обращению генерирующих мощностей в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности

## **9.5 Уведомлением о составе и параметрах генерирующего оборудования**

Под уведомлением о составе и параметрах генерирующего оборудования понимается документ, подаваемый участником оптового рынка и содержащий данные о состоянии и актуальных технических параметрах генерирующего оборудования, необходимых СО для выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, обновления расчетной модели на этапе планирования режимов, управления режимом работы ЕЭС России.

Требования к уведомлениям о составе и параметрах генерирующего оборудования устанавливаются Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка. Полный перечень параметров, входящих в состав уведомлений и необходимых для расчета ВСВГО приведен в документации к ПАК «MODES-Terminal», размещенной на сайте АО «СО ЕЭС».

Основные возможности MODES-Terminal.

1) Автоматизированное формирование на уровне диспетчерских центров Системного оператора информации об актуальном составе и параметрах генерирующего и электросетевого оборудования с учетом имеющихся ограничений, на основании полученных от участников оптового рынка уведомлений и диспетчерских заявок;

2) автоматизированный обмен между диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» информацией о составе и параметрах генерирующего и электросетевого оборудования, а также наличии сетевых ограничений;

3) автоматизированное формирование исходных данных по генерирующему и электросетевому оборудованию для актуализации расчетной модели ЕЭС России;

4) обмен с участниками оперативными уведомлениями об изменении состава и параметров оборудования для целей внутрисуточного планирования режимов;

5) доведение до участников оптового рынка плановых графиков генерации и информации о принятых в расчетах данных о составе и параметрах оборудования;

б) гарантированную доставку данных, необходимую для перехода до конца 2012 года к расчетам планов балансирующего рынка с двухчасовым интервалом (в настоящее время планы рассчитываются с трехчасовым интервалом).

Уведомления подаются участниками оптового рынка (электростанциями) с помощью клиентской версии автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об изменении системных условий – КИСУ), либо иного программного обеспечения.

Доступ к информационной системе СО в части подачи уведомлений осуществляется в соответствии с Порядком получения доступа к информационным ресурсам СО. Для получения настроек для подключения к Шлюзу СО участником рынка (электростанцией) направляется соответствующий запрос администратору ПАК «MODES-Terminal» ОДУ, в операционной зоне которого находится соответствующая электростанция. Перечень администраторов приведен в Порядке получения доступа к информационным ресурсам СО.

## **9.6 Решение оптимизационной задачи расчета выбора состава генерирующего оборудования**

Исходные данные для решения оптимизационной задачи

1) перечень генерирующего оборудования – энергоблоков, включенное (отключенное) состояние которых является решением оптимизационной задачи ВСВГО;

2) параметры энергоблоков, в том числе минимально и максимально допустимые пределы регулирования, время пуска/останова блока (для времени пуска – с учетом холодного резерва), а также типовые графики набора и сброса нагрузки, min-uptime, min-downtime и ограничение на число пусков в неделю, скорости набора и сброса нагрузки блока в нормальном диапазоне регулирования;

3) минимально и максимально допустимые пределы регулирования активной мощности генерирующего оборудования, планируемого к включению в сеть, не включенного в перечень энергоблоков, указанный в п. 2.1;

4) ценовые параметры ценовых заявок ВСВГО:

- максимальные уровни цены в основных парах «цена – количество»;
- ограничение на стоимость пуска 1 МВт мощности.

## **9.7 Период расчета ВСВГО**

Период расчета ВСВГО начинается с текущей субботы (при описании математической модели – сутки  $D$ ) и заканчивается следующей пятницей.

1. Поставщики указывают верхние пределы для цен в заявках на РСВ в зависимости от числа включаемых в работу блоков и (или) их состава следующим образом:

- для каждого блока  $b$ , относящегося к ГТП генерации  $q$ , подается трехступенчатая ценовая заявка с параметрами – «цены», – «количества» в  $l$ -й паре «цена, количество»,  $l = 1, 2, 3$ ;

- в отдельной заявке задают оценку – стоимости включения в работу блока  $b$  из расчета на 1 МВт его  $P_{\max}$ , – выплачиваемую разово при включении из холодного состояния.

## 2. СО:

- решает задачу оптимизации ВСВГО на предстоящую неделю, сообщает решение Участникам оптового рынка и КО. Решение определяет на 4 дня (суббота – вторник) расчетный выбор состава включенного генерирующего оборудования и на оставшиеся 3 дня недели (среда – пятница) предварительный расчетный выбор состава включенного генерирующего оборудования – до следующих суток  $D$ .

В сутки  $D+2$  (понедельник).

Расчет уточнения («довыбор») предварительно выбранного состава генерирующего оборудования осуществляется по понедельникам в рамках того же бизнес-процесса и решения аналогичной задачи ВСВГО.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе на каждом этапе проектирования были выполнены соответствующие расчеты и приняты конструктивные решения для строительства Тас-Юряхской ГЭС.

Гидроузел располагается в Хабаровском крае. Район расположения относится к континентальной зоне с резко континентальным климатом.

В ходе водно-энергетических принято решение о расположении Тас-Юряхской ГЭС в пиковой части графика нагрузки, исходя из этого, определена установленная мощность гидроузла - 84 МВт.

Для данных напоров подходили две турбины ПЛ-30а и ПЛ-30б. Однако в ходе расчётов от ПЛ-30б пришлось отказаться. Расчеты показали, что ПЛ-30а-6300 наилучший вариант, по заглублению рабочего колеса, а также по расположению рабочего поля гидротурбины на главной универсальной характеристике.

На основании выбранной турбины, ее единичной мощности и, соответственно, числа агрегатов ГЭС, был сделан выбор генератора - СВ 650/150-72.

В выборе того или иного элемента гидроэлектростанции, конструктивного решения играет немало важных факторов, это и экономичность, и надежность, и экологичность.

Схема электрических присоединений была выбрана с учетом всех этих факторов.

После необходимых расчетов были приняты к установке:

Трансформаторы:

- Трансформатор силовой ТДН 40000/110–У1;
- Трансформаторы собственных нужд ТСЗ–1250/10/0,4;

Релейная защита относится к особо важным элементам гидроэлектростанции. Техническая политика РусГидро предполагает использование микропроцессорной релейной защиты, как нового, надежного, минимизированного элемента.

В разделе гидротехнические сооружения был сделан выбор основных элементов плотины гидроузла. Конструктивно правильно было принято гасить энергию падающей воды в водобойном колодце, а расчеты показывают, что яма размыва не снижает устойчивости плотины. Расчеты на опрокидывание, устойчивость на сдвиг и на надежность доказывают, что размеры плотины экономичны, надежны и обоснованы.

Безопасность гидроузла обеспечена всеми необходимыми мероприятиями, пожарная безопасность, техника безопасности, а также охрана труда призвана уменьшить травмоопасность энергетики как отрасли народного хозяйства. Мероприятия по охране окружающей среды направлены на уменьшение вредного воздействия на экосистему района.

С учетом всего сказанного был проведен экономический расчет по строительству Слободской ГЭС.

Срок окупаемости составил 10 лет с начала осуществления проекта Спец. вопрос был направлен на рассмотрение Выбора основного генерирующего оборудования в условиях конкурентного рынка. В ходе спец. вопроса была рассмотрена процедура подачи заявок на ВСВГО.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СНИП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения/ Госстрой России. – Москва : ФГУП ЦПП, 2004. - 24 с.
2. СНИП 2.06.04 - 82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Госстрой России. – Москва : ФГУП ЦПП, 2004. – 46 с.
3. Гидротехнические сооружения: учеб. пособие / Л.Н. Рассказов. (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – Москва : Стройиздат, 1996. - Ч.1. - 435 с.
4. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Кисилева. – Москва : Энергия, 1974. – 312с.
5. Справочник по гидравлике / под ред. В.А. Большакова. – Киев : Высш. шк., 1977. – 280 с.
6. СНИП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. – Москва : Госстрой, 1989. – 30 с.
7. Гидротехнические сооружения: справ. Проектировщика / под ред. В.П. Недриги. – Москва : Стройиздат, 1983. – 543 с.



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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

«2» 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

Проектирование Тас-Юрхской ГЭС на реке Мая.  
тема

Выбор состава работающего генерирующего оборудования  
в условиях конкурентной формы электроэнергетики и мощности

Руководитель

  
подпись, дата

Начальник ОС  
ПАО «РусГидро -  
Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С.Непорожнего»  
должность, ученая степень

И.Ю.Погоныев  
инициалы, фамилия

Выпускник

Акимов 02.07.2020  
подпись, дата

С.В. Акимов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме Проектирование  
Тас-Юрской ГЭС на реке Мае. Выбор состава работавшего  
генерирующего оборудования в условиях конкурентного рынка  
электроэнергии и мощности.

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

А.И. 2021 А.А. Астахов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайд 28.06.20 Е.Ю. Замеева  
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

В.И. 2021 А.В. Масленников  
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.И. 2021 А.А. Астахов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

И.И. А.В. Широков  
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайд 01.07.20 В.Б. Замеев  
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.И. В.И. Татаркин  
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

А.И. 2021 Водяников В.И.  
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.И. 02.07.20 В.В. Власов  
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.И. 03.07.20 А.И. Чибриков  
подпись, дата инициалы, фамилия