

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НОВОБУРЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БУРЕЯ.
УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО
ПОЖАРОТУШЕНИЯ И ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ НА
ПОДСТАНЦИЯХ.**

Руководитель _____
подпись, дата

Заведующий кафедрой ГГЭЭС

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

К.А. Бархатов
инициалы, фамилия

Черемушки, 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Новобурейской ГЭС на реке Буря. Установки и системы автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации на подстанциях».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	_____	<u>Е.Ю. Затева</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	<u>А.В. Масленникова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	_____	<u>А.А. Ачитаев</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Устройства РЗА	_____	<u>А.В. Широков</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	_____	<u>В.Б. Затеев</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность.	_____	<u>В.И. Татарников</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	_____	<u>В.А. Кадычegov</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	_____	<u>В.В. Лапасова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	<u>А.А. Чабанова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Новобурейской ГЭС	8
Введение	10
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	11
1.1 Природные условия	11
1.1.1 Климат.....	11
1.1.2 Гидрологические данные	12
1.1.3 Инженерные геологические условия	14
1.1.4 Сейсмические условия	14
1.2 Характеристики энергетической системы.....	14
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Исходные данные	15
2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	15
2.1.2 Выбор расчетного средневодного года ($p = 50\%$)	16
2.1.3 Выбор расчетного маловодного года ($P = 90\%$)	17
2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов.....	18
2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	18
2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	21
2.2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	23
2.2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	27
2.3 Баланс мощности	30
2.3.1 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности и энергии в энергосистеме.....	30
2.3.2 Водно-энергетический расчет режима работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году	31
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	33
3.1 Выбор числа и типа агрегатов.....	33
3.1.1 Построение режимного поля	33
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	35
3.1.3 Определение параметров турбин	36
3.1.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	39
3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора	42
3.3 Гидромеханический расчёт спиральной камеры	42
3.4 Расчет деталей и узлов турбины	44
3.4.1 Расчет вала на прочность	44

3.4.2	Расчет подшипника	44
3.5	Выбор типа маслонапорной установки	45
3.6	Выбор электрогидравлического регулятора	46
4	Электрическая часть.....	47
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	47
4.1.1	Выбор основного оборудования ГЭС	48
4.1.1.1	Выбор синхронных генераторов.....	48
4.2	Выбор повышающих трансформаторов	48
4.2.1	Выбор трансформаторов собственных нужд	51
4.2.2	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий	51
4.3	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	53
4.3	Выбор схемы РУ ВН.....	54
4.4	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.	55
4.4.1	Расчет исходных данных	55
4.4.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	56
4.5	Выбор и проверка электрических аппаратов главной схемы.....	58
4.5.1	Требования в коммутационным аппаратам	58
4.5.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима.....	59
4.5.3	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	59
4.5.3.1	Выбор выключателей и разъединителей 10кВ	59
4.5.3.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения 10кВ	61
4.5.4	Выбор электротехнического оборудования на высшем напряжении 220 кВ	62
4.5.4.1	Выбор выключателей и разъединителей 220 кВ	62
4.5.4.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения 220 кВ.....	62
4.6	Выбор дизель-генераторной установки.....	63
5	Релейная защита и автоматика	64
5.1	Расчет номинальных токов.	64
5.2	Перечень защит основного оборудования	64
5.3	Параметры защищаемого оборудования	66
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	67
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)	67
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN))	69
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	72
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	72
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	76
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <.....	77

5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	80
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	82
6	Компоновка и сооружения гидроузла	83
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины.....	83
6.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	83
6.1.2	Определение отметки гребня плотины	83
6.2	Гидравлические расчеты	85
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта, числа и размеров водосливных отверстий	86
6.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	88
6.2.3	Построение профиля водосливной грани	89
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	90
6.2.5	Расчёт водобойной стенки	91
6.2.6	Пропуск расходов через донный водосброс	92
6.2.7	Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода расчетном случае.....	94
6.3	Конструирование бетонной водосливной плотины.....	95
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	95
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами	98
6.3.3	Быки	98
6.3.4	Устои.....	98
6.3.5	Дренаж для тела бетонной плотины.....	98
6.3.6	Галереи в теле плотины	99
6.3.7	Ширина плотины по гребню.....	99
6.4	Подземный контур плотины	99
6.4.1	Понур	99
6.4.2	Шпунтовая стенка	100
6.4.3	Дренажные устройства в основании плотины	100
6.5	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	100
6.5.1	Водобой.....	100
6.5.2	Рисберма	100
6.5.3	Ковш.....	102
6.6	Фильтрационный расчёт подземного контура	103
6.6.1	Построение эпюры противодействия методом удлиненной контурной линии	103
6.7	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	104
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину	104
6.7.1.1	Вес сооружения и затворов	104
6.7.1.2	Сила гидростатического давления воды	105
6.7.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	105
6.7.1.4	Сила фильтрационного давления	105
6.7.1.5	Давление грунта	106
6.7.1.6	Волновое давление	107

6.7.2	Оценка прочности плотины	107
6.8	Критерии прочности плотины	110
6.9	Расчет устойчивости плотины	111
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Новобурейского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность	113
7.1	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Новобурейского гидроузла	113
7.1.1	Общие сведения о районе строительства.....	113
7.1.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	114
7.1.3	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	116
7.1.4	Водоохранная зона	117
7.1.5	Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции	118
7.1.6	Отходы, образующиеся при строительстве	120
7.1.7	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	121
7.2	Безопасность гидротехнических сооружений.....	121
7.3	Охрана труда	122
7.4	Пожарная безопасность.....	124
7.4.1	Общие требования к пожарной безопасности	124
7.4.2	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	126
7.4.3	Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	126
8	Определение технико-экономических показателей	128
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	128
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	128
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	128
8.1.3	Налоговые расходы	131
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	132
8.3	Оценка инвестиционного проекта	133
8.3.1	Методология, исходные данные.....	133
8.3.2	Коммерческая эффективность (НПВ)	134
8.3.3	Бюджетная эффективность	135
8.3.4	Анализ чувствительности	135
9	Установки и системы автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации на проектируемых ПС	138
9.1.1	Классификация систем автоматического пожаротушения	139
9.1.2	Классификация систем автоматического пожаротушения по виду огнетушащего вещества.....	140
9.1.2.1	Автоматические системы водяного пожаротушения	140
9.1.2.2	Автоматические системы пенного пожаротушения.....	144
9.1.2.3	Автоматические системы газового пожаротушения	145
9.1.2.4	Автоматические установки порошкового пожаротушения	149
9.1.2.5	Автоматические установки аэрозольного пожаротушения	150

9.2 Система автоматической пожарной сигнализации	152
9.2.1 Состав оборудования системы ПС	152
9.2.2 Критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы установки АСПС	153
9.3 Пожарные извещатели.....	155
9.3.1 Дымовые пожарные извещатели (ДИП)	155
9.3.1.1 Точечные дымовые пожарные извещатели.....	155
9.3.1.2 Линейные дымовые пожарные извещатели	155
9.4 Основные выводы.....	158
Заключение	159
Список использованных источников.....	161
Приложение А Исходный гидрологический ряд	164
Приложение Б Водно-энергетические расчеты	165
Приложение В Основное и вспомогательное оборудование	169
Приложение Г Устройства РЗА	173
Приложение Д Компоновка и сооружение гидроузла	175

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ НОВОБУРЕЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Бурея
2. Местонахождение ГЭС.....Амурская область
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС

4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....830 м³/с
 - б) всех турбин.....1418,34 м³/с
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1% 6351 м³/с
0,1%.....8461 м³/с

5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....многолетний
 - б) отметка: НПУ.....143,0 м
ФПУ144,1 м
УМО.....133,84 м
 - в) объемы
полный.....20 км³
полезный.....10,39 км³

6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....35,2 м
 - б) расчетный.....28,5 м
 - в) минимальный.....23,5 м

7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность
установленная.....350 МВт
гарантированная.....289 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....1,846 млрд. кВт·ч

8. Плотина (состав):
 - а) левобережная - глухая бетонная,
 - б) станционная часть - глухая бетонная,
 - в) правобережная – глухая бетонная.

9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип..... бетонная водосливная плотина
 - б) число и размер пролетов.....10 по 12 м
 - в) тип гасителя..... водобойная стенка
 - г) общая длина.....31,57 м
 - д) максимальная высота.....45,35 м

10. Здание ГЭС

- а) тип здания.....русловое
- б) число агрегатов.....6
- в) грунты в основании.....галечно-песчаные
- г) тип спиральной камеры.....железобетонная круглая

11. Основное оборудования:

- а) тип гидротурбин..... ПЛ40а-В-600
- б) тип гидрогенератора..... СВ-840/150-52
- в) номинальная активная мощность генератора.....58,33МВт
- г) частота вращения.....115,4 об/мин
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-80000/220

12. Техничко-экономические показатели

- а) срок окупаемости.....124 месяца
- б) себестоимость.....0,54 руб/ кВт·ч
- в) удельные капиталовложения..... 74974,29 руб/ кВт·ч

ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации сосредоточено около 9% мировых запасов гидроресурсов. В настоящее время на территории России функционируют 15 ГЭС мощностью свыше 1000 МВт, 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт и одна ГАЭС (Загорская гидроаккумулирующая электростанция). По установленной мощности гидроагрегатов (около 48 ГВт) и по выработке электроэнергии на гидроэлектростанциях (около 170 млрд кВт·ч/год) Россия занимает пятое место в мире. Вклад гидроэлектростанций в суммарное производство электроэнергии составляет около 16%.

При этом по экономическому потенциалу гидроэнергоресурсов Россия занимает второе место в мире (порядка 852 млрд кВт·ч, после Китая), однако, по степени их освоения - 20 % - уступает практически всем развитым странам и многим развивающимся государствам.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз ниже, чем на тепловых и атомных станциях.

Источник энергии - текущая вода, возобновляемый источник энергии, 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 повысит технико - экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и возобновляемая отрасль народного хозяйства.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Новобурейский гидроузел расположен в Амурской области, Бурейский район на реке Бурей, в 35 км к северу от Населенного пункта Широкий, в нижнем бьефе Новобурейской ГЭС.

Бурей — река на Дальнем Востоке России, левый приток Амура, образуется слиянием рек Правая Бурей и Левая Бурей.



Рисунок 1.1 – Створ проектируемой ГЭС

Створ проектируемой станции, представленный на рисунке 1.1 и рисунке 1.2 разместим на расстоянии 12 км к северу от села Украинка. Длина створа 767 м. Основание галечно-песчанное.



Рисунок 1.2 – Створ проектируемой ГЭС

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Самая высокая температура наблюдается в июле, в среднем, 21°C . Январь является самым холодным месяцем года, средняя температура -27°C . Минимальная зимняя температура -38°C . В горной части бассейна выпадает 800 мм осадков, в равнинной – 600 мм (преимущественно летом).

Наиболее безветренные месяцы – июнь и июль. В августе количество дней с ветреной погодой увеличивается. А затем, вплоть до становления льда в январе, ветры и штормы только усиливаются.

1.1.2 Гидрологические данные

Буря протекает по территории Амурской области и Хабаровского края России. Длина реки — 623 км, площадь водосборного бассейна — 70 700 км².

Река имеет большой гидроэнергетический потенциал. На Бурее были построены две гидроэлектростанции, которые формируют Бурейский каскад ГЭС: по порядку от истока — Бурейская и Нижнебурейская ГЭС.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Буря в верхнем бьефе Новобурейской ГЭС за период 1930 - 1979 представлен в приложении А, Таблице А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 830 \cdot 31536000 = 26,15 \text{ км}^3 \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ - средний многолетний расход из приложения А, Таблица А.1
 t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.3 и 1.4.

Требования участников ВХК и потери воды представлены на таблицы 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа		
Zвб,м	V, км ³	Q, м ³ /с (зима)	Q, м ³ /с (лето)	Zнб,м
107,0	0,0	0,0	0,0	107,0
117,2	2,2	320,0	480,0	108,0
124,5	4,4	400,0	652,0	108,3
129,4	6,7	720,0	1080,0	109,0
132,9	8,9	800,0	1223,0	109,2
135,8	11,1	1200,0	1789,0	109,9
138,3	13,3	1280,0	1920,0	110,0
140,5	15,6	1600,0	2498,0	110,4
141,9	17,8	2000,0	2973,0	110,7
143,0	20,0	2400,0	3498,0	111,0
143,2	20,5	2480,0	3660,0	111,0
143,5	21,3	2800,0	4200,0	111,2

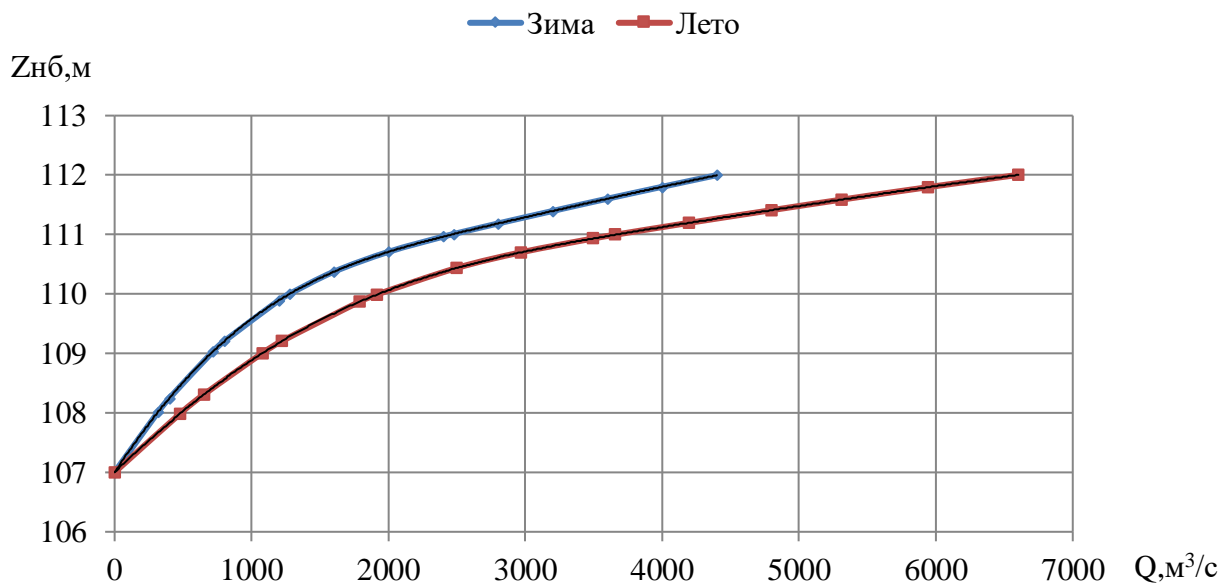


Рисунок 1.3 – Кривые связи расходов и отметок в НБ

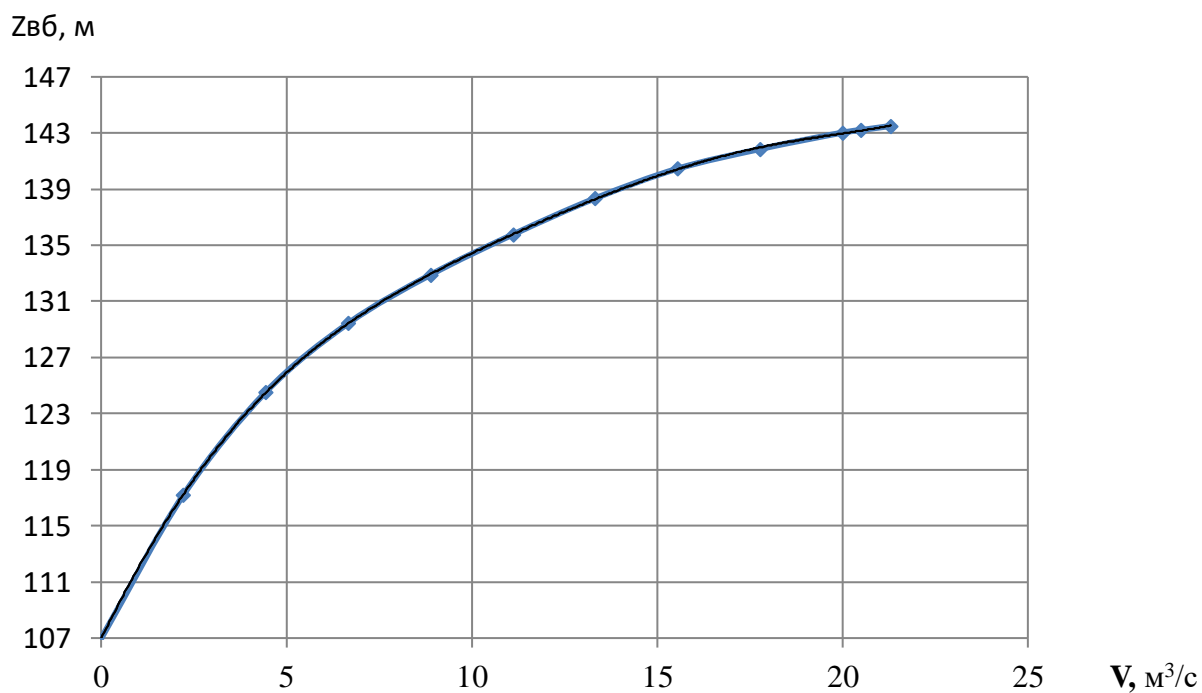


Рисунок 1.4 – Кривая связи объемов и уровней в ВБ

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	275	275	275	275	550	550	550	550	550	275	275	275
Фильтрация	0,4	0,3	0,2	4,9	30,1	28,2	17,3	11,6	9,6	6,9	1,4	0,8
Испарение	0,1	0,1	0,2	3,3	20,0	18,8	11,5	7,7	6,4	2,3	0,5	0,3
Льдообразование	1,4	0,9	0,0	-1,6	-1,3	-2,0	-3,2	-2,1	-1,2	0,0	7,7	1,7
Шлюзование	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

1.1.3 Инженерные геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Новобурейской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Буря – нескальное основание: галечно-песчаное.

1.1.4 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР–97–С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Новобурейской ГЭС при вероятности возможного превышения 0,1% равна 6 баллам шкалы MSK – 64.

1.2 Характеристики энергетической системы

Новобурейская ГЭС предназначена для работы в объединенной энергосистеме Востока, входит в состав Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ.

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Амурской области» (Амурское РДУ) осуществляет функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Амурской области.

Филиал создан в 2003 году. Входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока.

Площадь территории операционной зоны — 617,9 тыс. кв. км. В городах и населенных пунктах, расположенных на ней, проживает 906 тыс. человек.

В управлении и ведении Амурского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 4784 МВт. Наиболее крупными из них являются: Бурейская ГЭС, Зейская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:
 - 1.1 Объединенная энергосистема Востока.
 - 1.2 Годовой максимум нагрузки и суточный график нагрузки с сайта СО ЕЭС России;
 - 1.3 Установленная мощность существующих ГЭС 2330 МВт;
 - 1.4 Резервы: нагрузочный резерв системы 3%, аварийный резерв системы 10%
2. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0.8, рисунок 1.1
7. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$.
8. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,36$ м.
9. НПУ Новобурейской ГЭС $Z = 143$ м., Дно гидроузла $Z = 107$ м.
10. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 2.10

2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

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

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

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

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

$n = 50$ – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно. Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в (таблице Б.1 приложения Б).

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

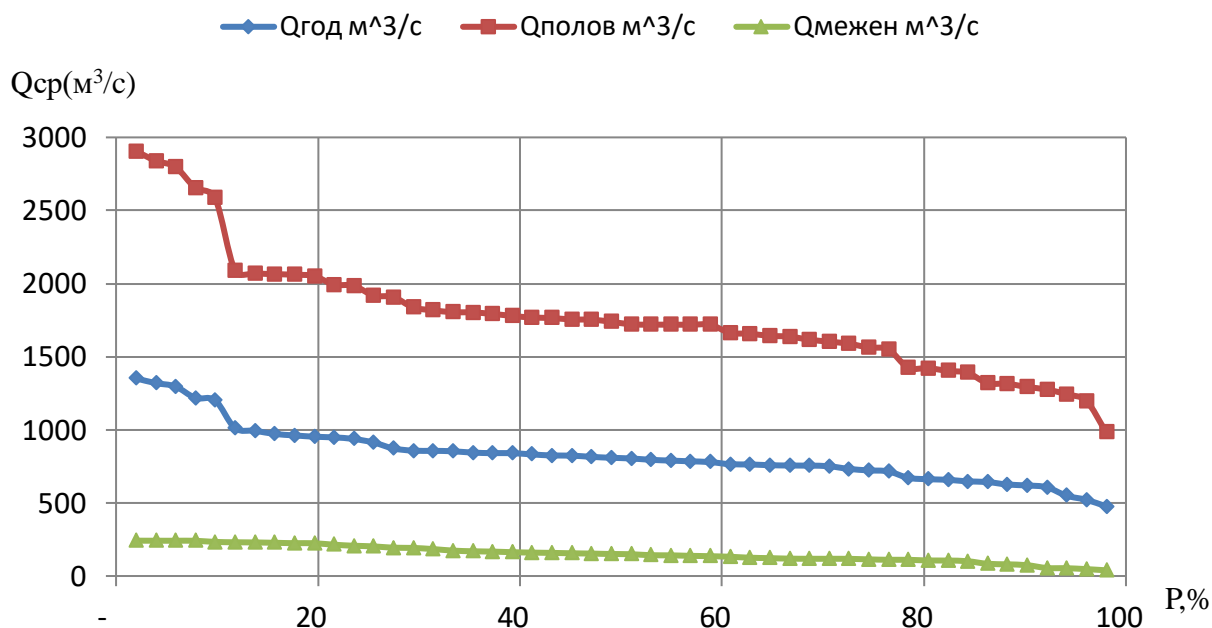


Рисунок 2.1– Эмпирические кривые обеспеченности

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

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

2.1.2 Выбор расчетного средневодного года ($p = 50\%$)

Для заданной обеспеченности $P=50\%$ на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Поэтому по кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы с обеспеченностью $P=49\%$ 1943 год и $P=51\%$ 1963 год. (таблица 2.1) Для сравнения вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов. Путем интерполирования получим:

$$Q_{\text{п.базовый}} = 1730 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{м.базовый}} = 250 \text{ м}^3/\text{с};$$

Таблица 2.1 – Расходы при обеспеченности 49% и 50%, м³/с

P, %	Q _{ср} , м ³ /с	Года	Q _{ср.пол.} , м ³ /с	Года	Q _{ср.меж.} , м ³ /с	Года
49	809	1943	1739	1936	150	1933
50	807		1730		150	
51	804	1963	1721	1965	149	1939

1943г.

$$K_{П50\%} = \frac{Q_{П50\% \text{ базовое}}}{Q_{П1943}} = \frac{1730}{1603} = 1,08 \quad (2.2)$$

$$K_{М50\%} = \frac{Q_{М50\% \text{ базовое}}}{Q_{М1943}} = \frac{150}{241} = 0,62 \quad (2.3)$$

1963г.

$$K_{П50\%} = \frac{Q_{П50\% \text{ базовое}}}{Q_{П1963}} = \frac{1730}{1765} = 0,98 \quad (2.4)$$

$$K_{М50\%} = \frac{Q_{М50\% \text{ базовое}}}{Q_{М1963}} = \frac{150}{118} = 1,27 \quad (2.5)$$

Для 1963г. Коэффициенты приведения ближе к 1, поэтому в качестве расчётного средневодного года принимаем 1963г, таблица 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1963 (P=50%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} год
Исходные	28	16	13	112	1024	2383	1668	1052	2696	436	147	73	804
С приведением	35	20	17	142	1004	2335	1635	1031	2642	554	187	93	808
С корректировкой	34	19	16	136	1004	2335	1635	1031	2642	528	178	88	804

2.1.3 Выбор расчетного маловодного года (P = 90%)

При заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности присутствует конкретный год. Необходимо выполнить вышеприведенный расчет для 1933 года. Определим коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_{П} = \frac{Q_{П90\% \text{ базовое}(1962)}}{Q_{П1933}} = \frac{1293}{1276} = 1,01 \quad (2.5)$$

$$K_{М} = \frac{Q_{М90\% \text{ базовое}(1945)}}{Q_{М1933}} = \frac{74}{150} = 0,49 \quad (2.6)$$

Расчет сведен в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы в расчётном маловодном году 1933 (P=90%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. Год
Исходные	30	18	16	348	1983	1859	1139	762	635	487	102	53	619
С приведением	15	9	8	171	2003	1878	1150	770	641	239	50	26	580
С корректировкой	28	17	15	327	2003	1878	1150	770	641	458	96	50	619

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

Таблица 2.4 – Расходы средневодного года (P=50%) с корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. Год
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	6	2	1	-191	-999	457	485	261	2001	70	82	38	
Изм $Q_{50\%}$	0	0	0	200	1300	0	0	0	-1500	0	0	0	804
$Q_{50\%}$ с кор	34	19	16	336	2304	2335	1635	1031	1142	528	178	88	804

Расчетные гидрографы заданной обеспеченности стока представлены на рисунке 2.2.

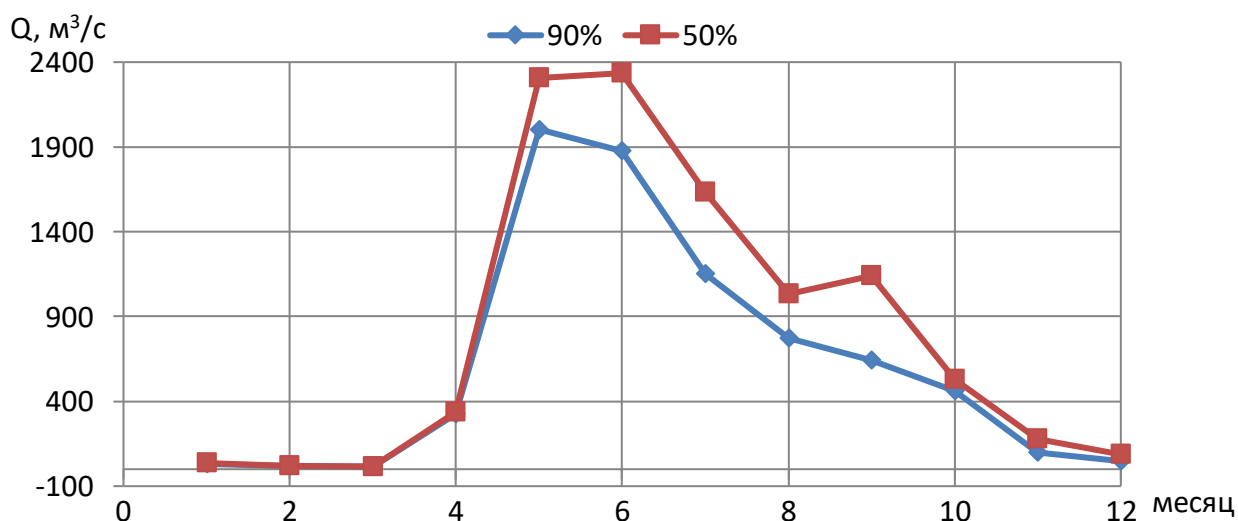


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы средневодного и маловодного года

2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Для заданного графика нагрузки объединенной энергосистемы Сибири определяем коэффициенты плотности суточного летнего и зимнего графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума, (летний суточный график нагрузки соответствует нагрузкам, сложившимся в данной ОЭС 26.06.2016 года, и

соответственно, зимний суточный график нагрузки соответствует нагрузкам за сутки 27.12.2016 года).

Параметры суточного графика нагрузки:

$$\beta_{сут}^л = \frac{\bar{P}}{P_{\max}} = 0,95; \quad (2.7)$$

$$\beta_{сут}^з = \frac{\bar{P}}{P_{\max}} = 0,94; \quad (2.8)$$

$$\alpha_{лет} = \frac{P_{\max}^{лет}}{P_{\max}^{зим}} = 0,71; \quad (2.9)$$

где $\beta_{сут}^л$, $\beta_{сут}^з$ – коэффициенты плотности суточного летнего и зимнего графика нагрузки.

Суточные графики нагрузки сведем в (таблицу Б.2, приложение Б). Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем нагрузку в течение суток в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы 2.5 и 2.6 для летнего и зимнего периодов соответственно. Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.5 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

t, ч	МВт	МВт	МВт·ч	МВт	МВт·ч	млн квт·ч
	P, ранж	ΔP	ΔЭ	ΔP коорд	ΔЭ коорд	ΔЭ коорд
1	2454,29	3,33	3,33	3,33	3,33	0,00
2	2450,95	3,81	7,62	7,14	10,95	0,01
3	2447,14	11,90	35,71	19,05	46,67	0,05
4	2435,24	20,95	83,81	40,00	130,48	0,13
5	2414,29	28,10	140,48	68,10	270,95	0,27
6	2386,19	16,19	97,14	84,29	368,10	0,37
7	2370,00	10,48	73,33	94,76	441,43	0,44
8	2359,52	11,43	91,43	106,19	532,86	0,53
9	2348,10	13,33	120,00	119,52	652,86	0,65
10	2334,76	11,43	114,29	130,95	767,14	0,77
11	2323,33	30,00	330,00	160,95	1097,14	1,10
12	2293,33	7,62	91,43	168,57	1188,57	1,19
13	2285,71	10,95	142,38	179,52	1330,95	1,33
14	2274,76	10,48	146,67	190,00	1477,62	1,48
15	2264,29	10,95	164,29	200,95	1641,90	1,64
16	2253,33	1,90	30,48	202,86	1672,38	1,67
17	2251,43	63,33	1076,67	266,19	2749,05	2,75

Продолжение таблицы 2.5

t, ч	МВт	МВт	МВт·ч	МВт	МВт·ч	млн квт·ч
	P, ранж	ΔP	ΔЭ	ΔP коорд	ΔЭ коорд	ΔЭ коорд
18	2188,10	56,67	1020,00	322,86	3769,05	3,77
19	2131,43	7,14	135,71	330,00	3904,76	3,90
20	2124,29	1,90	38,10	331,90	3942,86	3,94
21	2122,38	0,48	10,00	332,38	3952,86	3,95
22	2121,90	34,76	764,76	367,14	4717,62	4,72
23	2087,14	24,29	558,57	391,43	5276,19	5,28
24	2062,86	2062,86	49508,57	2454,29	54784,76	54,78

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

t, ч	МВт	МВт	МВт·ч	МВт	МВт·ч	млн квт·ч
	P, ранж	ΔP	ΔЭ	ΔP коорд	ΔЭ коорд	ΔЭ коорд
1	2454,29	3,33	3,33	3,33	3,33	0,00
2	2450,95	3,81	7,62	7,14	10,95	0,01
3	2447,14	11,90	35,71	19,05	46,67	0,05
4	2435,24	20,95	83,81	40,00	130,48	0,13
5	2414,29	28,10	140,48	68,10	270,95	0,27
6	2386,19	16,19	97,14	84,29	368,10	0,37
7	2370,00	10,48	73,33	94,76	441,43	0,44
8	2359,52	11,43	91,43	106,19	532,86	0,53
9	2348,10	13,33	120,00	119,52	652,86	0,65
10	2334,76	11,43	114,29	130,95	767,14	0,77
11	2323,33	30,00	330,00	160,95	1097,14	1,10
12	2293,33	7,62	91,43	168,57	1188,57	1,19
13	2285,71	10,95	142,38	179,52	1330,95	1,33
14	2274,76	10,48	146,67	190,00	1477,62	1,48
15	2264,29	10,95	164,29	200,95	1641,90	1,64
16	2253,33	1,90	30,48	202,86	1672,38	1,67
17	2251,43	63,33	1076,67	266,19	2749,05	2,75
18	2188,10	56,67	1020,00	322,86	3769,05	3,77
19	2131,43	7,14	135,71	330,00	3904,76	3,90
20	2124,29	1,90	38,10	331,90	3942,86	3,94
21	2122,38	0,48	10,00	332,38	3952,86	3,95
22	2121,90	34,76	764,76	367,14	4717,62	4,72
23	2087,14	24,29	558,57	391,43	5276,19	5,28
24	2062,86	2062,86	49508,57	2454,29	54784,76	54,78

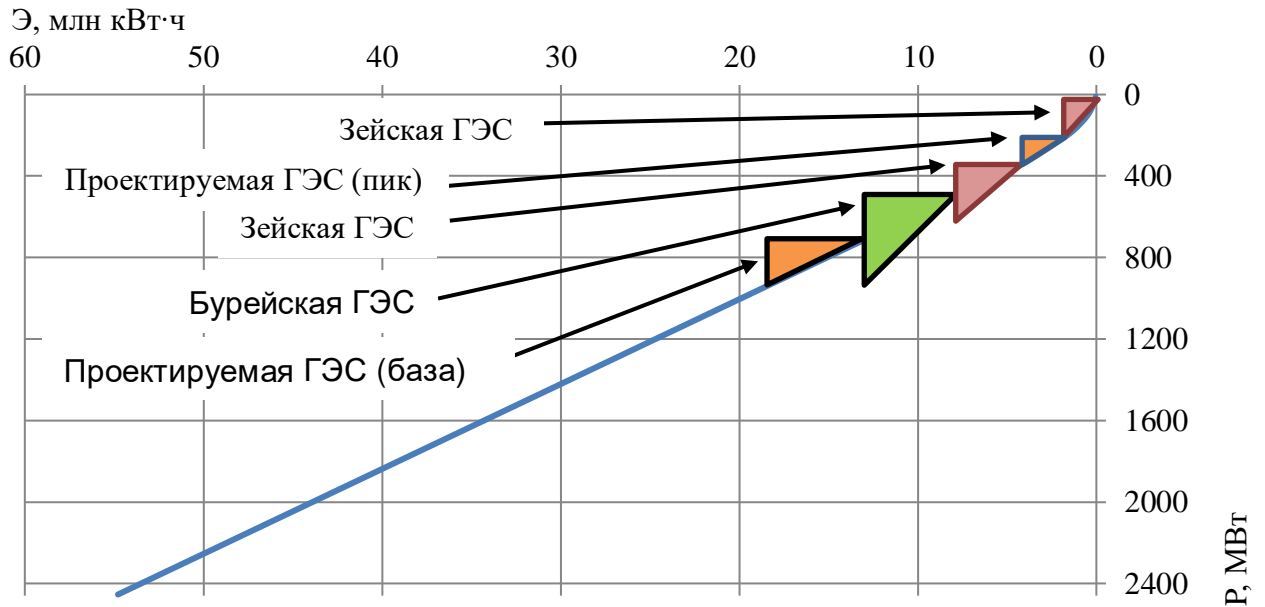


Рисунок 2.3 –ИКН для зимнего периода

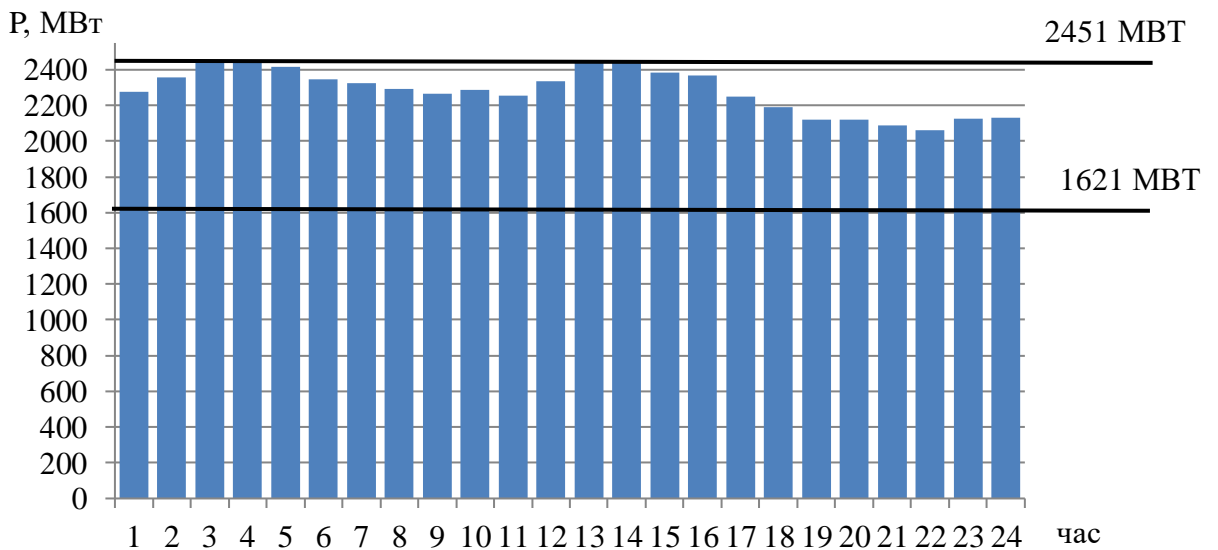


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки для зимнего периода

2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Построение годовых графиков нагрузки энергосистемы велось по методике, описанной в 5 главе учебно - методического пособия «Выбор параметров ГЭС» .

Данные графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Находим максимальную и среднемесячную нагрузки Амурского РДУ для каждого месяца, результаты заносим в таблицу 2.7. Результаты расчетов

максимальной и средней мощности по каждому месяцу заносим в таблицу 2.8, график представлен на рисунке 2.5.

Таблица 2.7 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки Амурское РДУ

$P_{max, (зима)}, \text{ МВт}$	2616,29	a max	2120
$P_{max, (лето)}, \text{ МВт}$	1625	b max	496
$P_{сред, (зима)}, \text{ МВт}$	2396	a средн	1926
$P_{сред, (лето)}, \text{ МВт}$	1455	b средн	470

Таблица 2.8 – Результаты расчётов

t, ч	α	cos	$P_{max}, \text{ МВт}$	$P_{сред}, \text{ МВт}$
1	0,26	0,97	2600	2380
2	0,79	0,71	2471	2258
3	1,31	0,26	2249	2048
4	1,83	-0,26	1992	1804
5	2,36	-0,71	1770	1593
6	2,88	-0,97	1641	1471
7	3,40	-0,97	1641	1471
8	3,93	-0,71	1769	1592
9	4,45	-0,26	1991	1803
10	4,97	0,26	2247	2046
11	5,50	0,71	2470	2257
12	6,02	0,97	2600	2380

Пример расчета первой строки:

$$\alpha = \frac{(30 \cdot t - 15) \cdot 3,14}{1800} = \frac{(30 \cdot 1 - 15) \cdot 3,14}{1800} = 0,262, \quad (2.10)$$

$$a_{max} = \frac{P_{з. max} + P_{л. max}}{2} = \frac{2616 + 1625}{2} = 2120, \quad (2.11)$$

$$b_{max} = \frac{P_{з. max} - P_{л. max}}{2} = \frac{2616 - 1625}{2} = 496, \quad (2.12)$$

$$a_{cp} = \frac{P_{з. cp} + P_{л. cp}}{2} = \frac{2396 + 1455}{2} = 1926, \quad (2.13)$$

$$b_{cp} = \frac{P_{з. cp} - P_{л. cp}}{2} = \frac{2396 - 1455}{2} = 470, \quad (2.14)$$

$$P_{tmax} = \cos \alpha \cdot b_{max} + a_{max} = 0,966 \cdot 496 + 2120 = 2599 \text{ МВт}, \quad (2.15)$$

$$P_{tcp} = \cos \alpha \cdot b_{cp} + a_{cp} = 0,966 \cdot 470 + 1926 = 2379 \text{ МВт}, \quad (2.16)$$

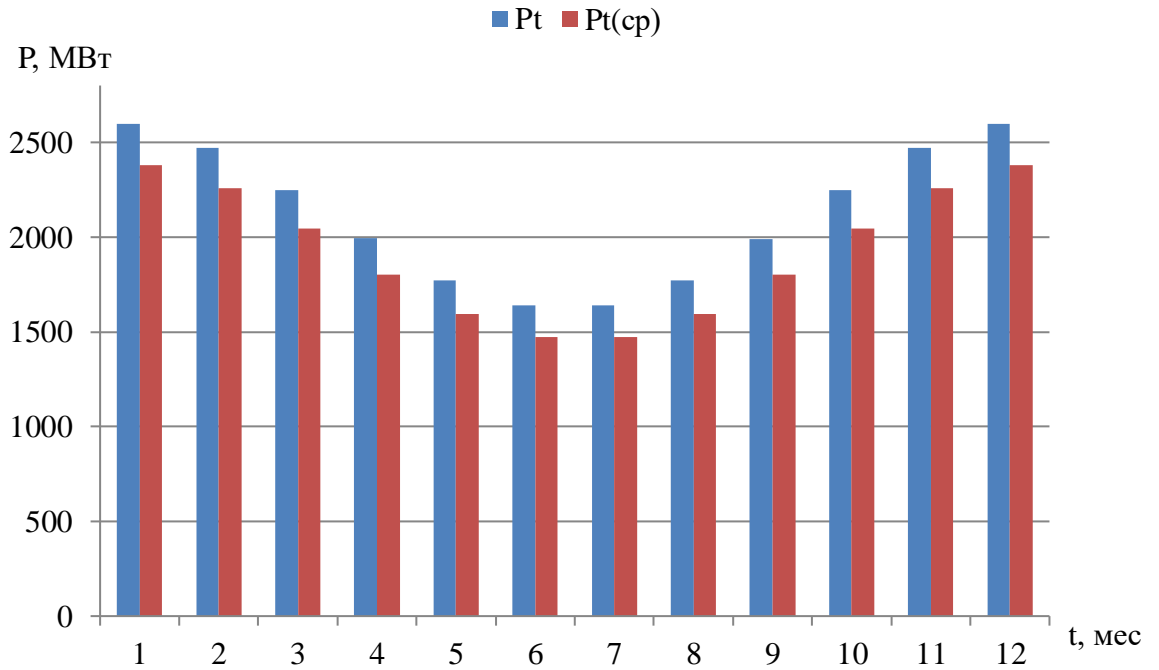


Рисунок 2.5 – График максимальных мощностей и среднемесячных мощностей

2.2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1933г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле, потери расхода и значение ВХК по месяцам представлены в таблицах 2.9, 2.10:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} \quad (2.17)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;
 $Q^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h \quad (2.18)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,36$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по ВХК по формуле, результаты расчетов представлены в таблицах 2.11, 2.12, 2.13:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{ПОДВ}} \quad (2.19)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

Таблица 2.9 – Потери

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
Q90%, $\text{м}^3/\text{с}$	28	17	15	327	2003	1878	1150	770	641	458	96	50	619
Qиспарение, $\text{м}^3/\text{с}$	0,14	0,09	0,15	3,27	20,03	18,78	11,50	7,70	6,41	2,29	0,48	0,25	
Qфильтрация, $\text{м}^3/\text{с}$	1,40	0,85	0,00	-1,64	-1,32	-2,02	-3,22	-2,15	-1,23	0,00	7,68	1,65	
Qлед, $\text{м}^3/\text{с}$	0,42	0,26	0,23	4,91	30,05	28,17	17,25	11,55	9,62	6,87	1,44	0,75	
Qрыб, $\text{м}^3/\text{с}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
$\sum Q$, $\text{м}^3/\text{с}$	1,96	1,19	0,38	6,54	48,76	44,93	25,53	17,10	14,80	9,16	9,60	2,65	

Таблица 2.10 – ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qвхк, $\text{м}^3/\text{с}$	275	275	275	275	550	550	550	550	550	275	275	275

Таблица 2.11 – Мощность в первом приближении, работа по водотоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
Qбыт, $\text{м}^3/\text{с}$	28	17	15	327	2003	1878	1150	770	641	458	96	50	619
Qсуммарные, $\text{м}^3/\text{с}$	1,96	1,19	0,38	6,54	48,76	44,93	25,53	17,10	14,80	9,16	9,60	2,65	
Qполезный, $\text{м}^3/\text{с}$	26	15	14	320	1954	1833	1124	752	626	448	86,40	47	
Zвб,м	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	
Zнб,м	107	107	107	108	110	110	109	109	108	107	107	107	
Hгэс,м	36	36	36	35	32	32	33	34	35	35	36	36	
Nбыт,МВт	8,2	5,0	4,6	98,6	555,9	523,0	328,7	224,6	191,5	138,6	27,2	15,0	

Таблица 2.12 – Мощность в первом приближении

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qвхк, $\text{м}^3/\text{с}$	275	275	275	275	550	550	550	550	550	275	275	275
Zвб,м	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140
Zнб,м	108	108	108	108	109	109	109	109	108	108	108	108
Hгэс,м	32,43	32,43	32,11	32,11	31,36	31,36	31,36	31,36	31,89	32,43	32,43	32,43
Nвхк,МВт	78,50	78,50	77,74	77,74	151,84	151,84	151,84	151,84	154,41	78,50	78,50	78,50

Таблица 2.13 – Сравнение двух режимов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Nбыт,МВт	7,5	4,6	4,2	90,2	504,3	474,6	299,0	204,7	175,0	126,7	24,9	13,7
NВХК,МВт	78,5	78,5	77,7	77,7	151,8	151,8	151,8	151,8	154,4	78,5	78,5	78,5
ΔN ,МВт	-71,0	-73,9	-73,5	12,4	352,5	322,7	147,2	52,8	20,6	48,2	-53,6	-64,8

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Определяем излишки бытовой мощности половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} = 310 \text{ МВт} \quad (2.20)$$

По данным таблицы 2.14 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.6, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того чтобы произвести первый приближенный расчёт гарантированной энергоотдачи, на рисунке проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности (черная линия). Из первой итерации видно, что под регулирование попали 4 месяца (ноябрь – февраль).

Таблица 2.14 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	$P_{\text{ср}}$, МВт	$N_{\text{быт}}$, МВт	$N_{\text{вхк}}$, МВт	$N_{\text{Бурейской ГЭС}}$, МВт	$N_{\text{Зейской ГЭС}}$, МВт	$N_{\text{гар}}$, МВт
1	2380	8	79	482	479	198
2	2258	5	79	462	459	118
3	2048	4	78	422	419	По ВХК
4	1804	90	78	382	379	
5	1594	504	152	342	339	
6	1472	475	152	322	319	
7	1471	299	152	322	319	
8	1592	205	152	342	339	
9	1803	175	154	382	379	
10	2046	127	79	422	419	
11	2257	25	79	462	459	118
12	2380	14	79	482	479	198

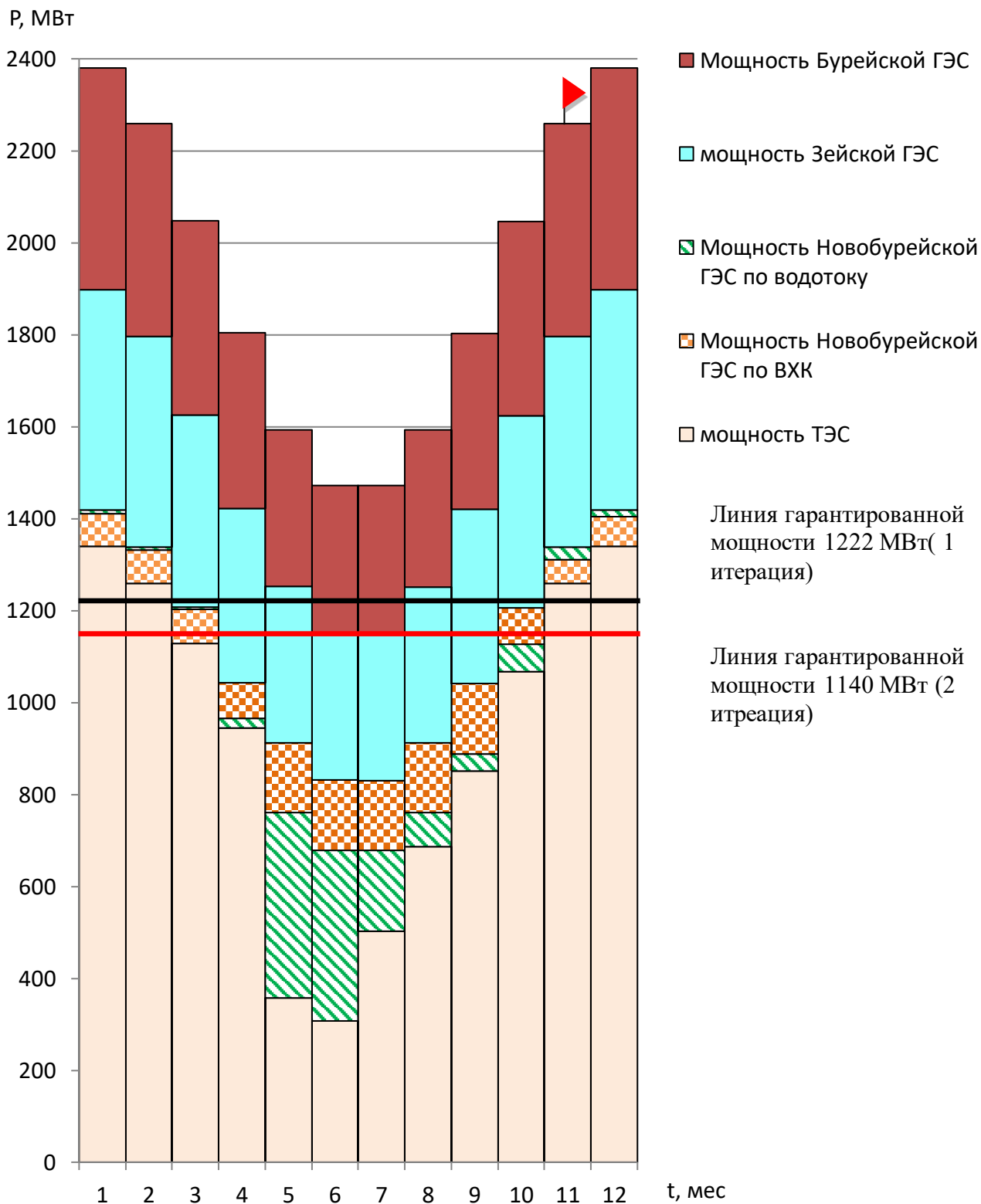


Рисунок 2.6 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (ноябрь). Из рисунка 2.6 видно, что под регулирование попали 4 месяца в первой и второй итерации (ноябрь – февраль), а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

2.2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет регулирования стока проводим исходя из следующих требований:

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

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

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

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

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

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

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем соответствует отметке $\nabla_{\text{НПУ}} = 143$ м, и с того месяца, в котором бытовой приток меньше необходимого расхода ВХК (в нашем случае VIII месяц).

Результаты расчетов представлены в (таблице Б.4, приложение Б), где:

1. Расчетный месяц, в котором осуществляется регулирование и определяется гарантированная мощность проектируемой ГЭС;

2. $Q_{90\%}$, м³/с – расходы расчетного гидрографа $p=90\%$ обеспеченности (расходы маловодного года);

3. $Q_{\text{вдхр}}$, м³/с – расходы водохранилища, со знаком «+» сработка водохранилища, соответственно с «-» заполнение. В случае если $Q_{\text{вдхр}}=0$ м³/с, то работа ГЭС осуществляется на бытовом стоке (на транзите, с сохранением отметки ZВБ неизменной);

4. $\Delta Q_{\text{исп}}$, м³/с – потери притока на испарение;

5. $\Delta Q_{\text{ф}}$, м³/с – потери притока на фильтрацию;

6. $\Delta Q_{\text{птр}}$, м³/с – безвозвратное потребление воды из водохранилища;

7. $Q_{\text{вхк}}$, м³/с – расходы ВХК;

8. $\Delta Q_{\text{лд}}$, м³/с – потери притока на льдообразование;

9. $Q_{\text{хсбр}}$, м³/с – расходы холостых сбросов через водосливные сооружения;

10. $Q_{\text{ГЭС}}$, м³/с – расходы воды, проходящие через гидротурбину;

$$Q_{ГЭС} = Q_{90\%} \pm Q_{вдхр} - \Delta Q_{исп} - \Delta Q_{ф} - \Delta Q_{итр} \pm \Delta Q_{лд}; \quad (2.21)$$

11. $Q_{НБ}$, м³/с – расходы воды в НБ:

$$Q_{НБ} = Q_{ГЭС} + \Delta Q_{ф} + Q_{хсбр}, \quad (2.22)$$

где $Q_{НБ}$ должен быть не меньше требуемого $Q_{ВХК}$;

12. V_n , км³ - объем воды в водохранилище начальный, то есть в начале расчетного периода (в начале месяца принимается равным конечному объему предыдущего месяца, в начале сработки начальный объем соответствует объему воды в водохранилище при НПУ);

13. ΔV км³ - изменение объема в водохранилище в зависимости от Q_B :

$$\Delta V = Q_B \cdot t / 109, \quad (2.23)$$

где t – количество секунд в расчетном месяце;

14. V_k , км³- конечный объем в водохранилище, соответствующий концу расчетного периода:

$$V_k = V_n \pm \Delta V; \quad (2.24)$$

15. $Z_{ВБ Н}$, м – начальная отметка ВБ, соответствующая отметке ВБ в начале расчетного периода, равна конечной отметке ВБ в конце предыдущего расчетного периода, в начале сработки она равна $Z_{ВБ Н} = НПУ$;

16. $Z_{ВБ К}$, м – конечная отметка ВБ, в зависимости от изменения расхода и конечного объема в водохранилище $V_k = V_n \pm \Delta V$ определяется по кривой связи

$Z_{ВБ} = f(V_k)$ (рисунок 2.11), в конце наполнения водохранилища в период половодья $Z_{ВБ К} = НПУ$.

17. $Z_{ВБ ср}$, м – средняя отметка ВБ за расчетный период, то есть

$$Z_{ВБ ср} = 0,5 \cdot (Z_{ВБ Н} + Z_{ВБ К}); \quad (2.25)$$

18. $Z_{НБ}$, м – отметка НБ, определяется по кривым связи $Z_{НБ} = f(Q_{НБ})$ (рис.2.8), соответственно для летних месяцев по летней кривой, для зимних по зимней кривой связи;

19. Δh , м – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,36$ м;

20. H , м – напор нетто, подведенный к гидротурбине:

$$H = Z_{ВБ ср} - Z_{НБ} - \Delta h; \quad (2.26)$$

21. $N_{ГЭС гар}$, МВт – гарантированная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{ГЭС гар} = K_N \cdot H \cdot Q_{ГЭС}, \quad (2.27)$$

где $K_N=8,8$ - коэффициент мощности;

22. $t_{\text{сут}}$ - количество суток в расчетном периоде;

23. t_c – количество секунд в расчетном периоде.

Расчет полезного объема водохранилища осуществляем, пользуясь кривой связи $Z_{\text{ВБ}}=f(V)$ (рисунок 1.2):

$$V_{\text{вдхр}}(Z_{\text{ВБ}}=\text{НПУ}=143\text{м}) = 20 \text{ км}^3; \quad (2.28)$$

$$V_{\text{вдхр}}(Z_{\text{ВБmin}}=\text{УМО}=133,84\text{м})=9,61 \text{ км}^3; \quad (2.29)$$

$$V_{\text{полез}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 20 - 9,61 = 10,39 \text{ км}^3. \quad (2.30)$$

Исходя из данных расчета (таблицы Б.4, приложение Б) график сработки - наполнения водохранилища в маловодный год при расчете гарантированных мощностей проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.7.

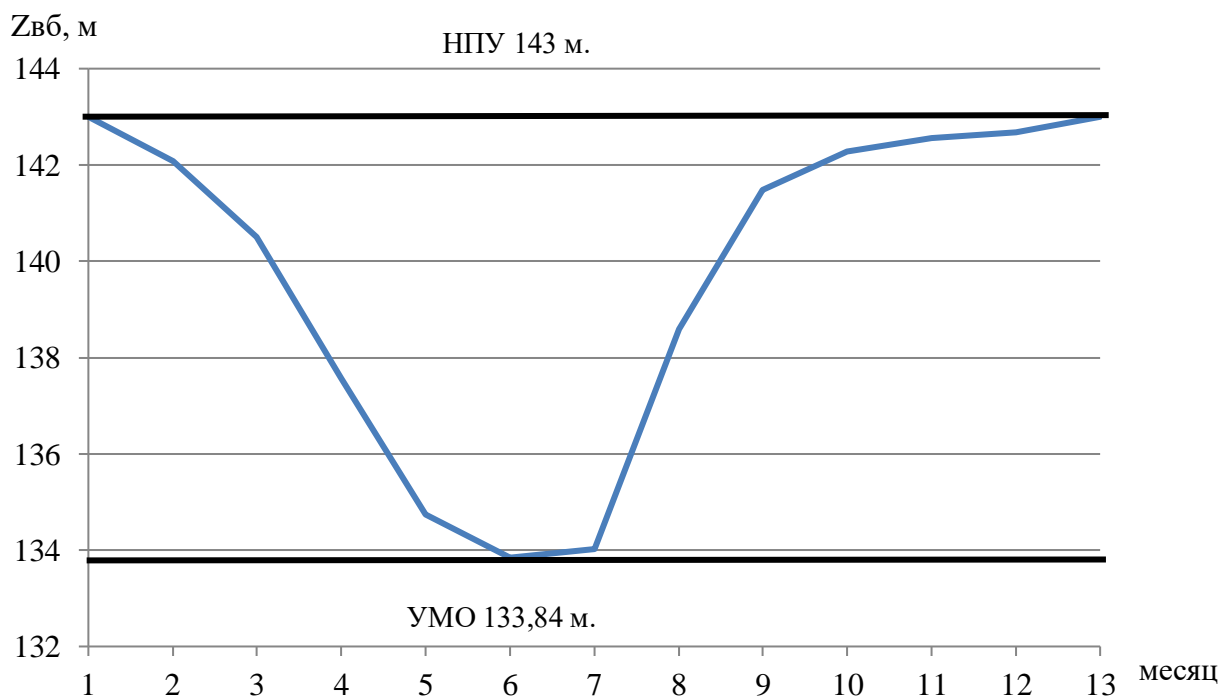


Рисунок 2.7 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном году

По результатам первой итерации водохранилище переполнилось на $4,22 \text{ км}^3$. Далее производим расчёт сработки - наполнения водохранилища, увеличивая мощности месяцев (понижаем линии гарантированной мощности), попавших под регулирование, до тех пор, пока не будет произведён полный цикл сработки – наполнения. Результаты этого расчета представлены во второй итерации (таблицы Б.4, приложение Б).

2.3 Баланс мощности

2.3.1 Определение установленной мощности проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности и энергии в энергосистеме

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 10% от P_t^{max} .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.15.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{961}{6} = 160 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.31)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{321}{6} = 54 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.32)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС :

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{1317}{6} = 220 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.33)$$

Таблица 2.15–Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Нагрузка системы		Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P, МВт	Rнагр, МВт	Nраб, МВт	Nнагр, МВт	Nрем, МВт	Nраб, МВт	Nнагр, МВт	Nрем, МВт	Nраб, МВт	Навр, МВт	Nрем, МВт
I	2599	80	961	60		330	20		1317	260	
II	2471	70	921	56		238	14		1320	247	
III	2249	70	841	63		93	7		1315	225	
IV	1993	60	761	54		79	6		1144	199	
V	1770	50	681	39		159	9		897	177	
VI	1642	50	641	39		161	10		814	164	110
VII	1641	50	641	39		170	10		825	164	110
VIII	1769	50	681	39		195	11		894	177	
IX	1991	60	761	49	160	171	11		1060	199	
X	2248	70	841	65		92	7	55	1344	225	
XI	2470	70	921	56		238	14		1319	247	

Продолжение таблицы 2.15

Месяц	Нагрузка системы		Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	Р, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Навр, МВт	Нрем, МВт
ХП	2599	80	961	60		330	20		1317	260	

Строим баланс мощности, представленный на рисунке 2.8

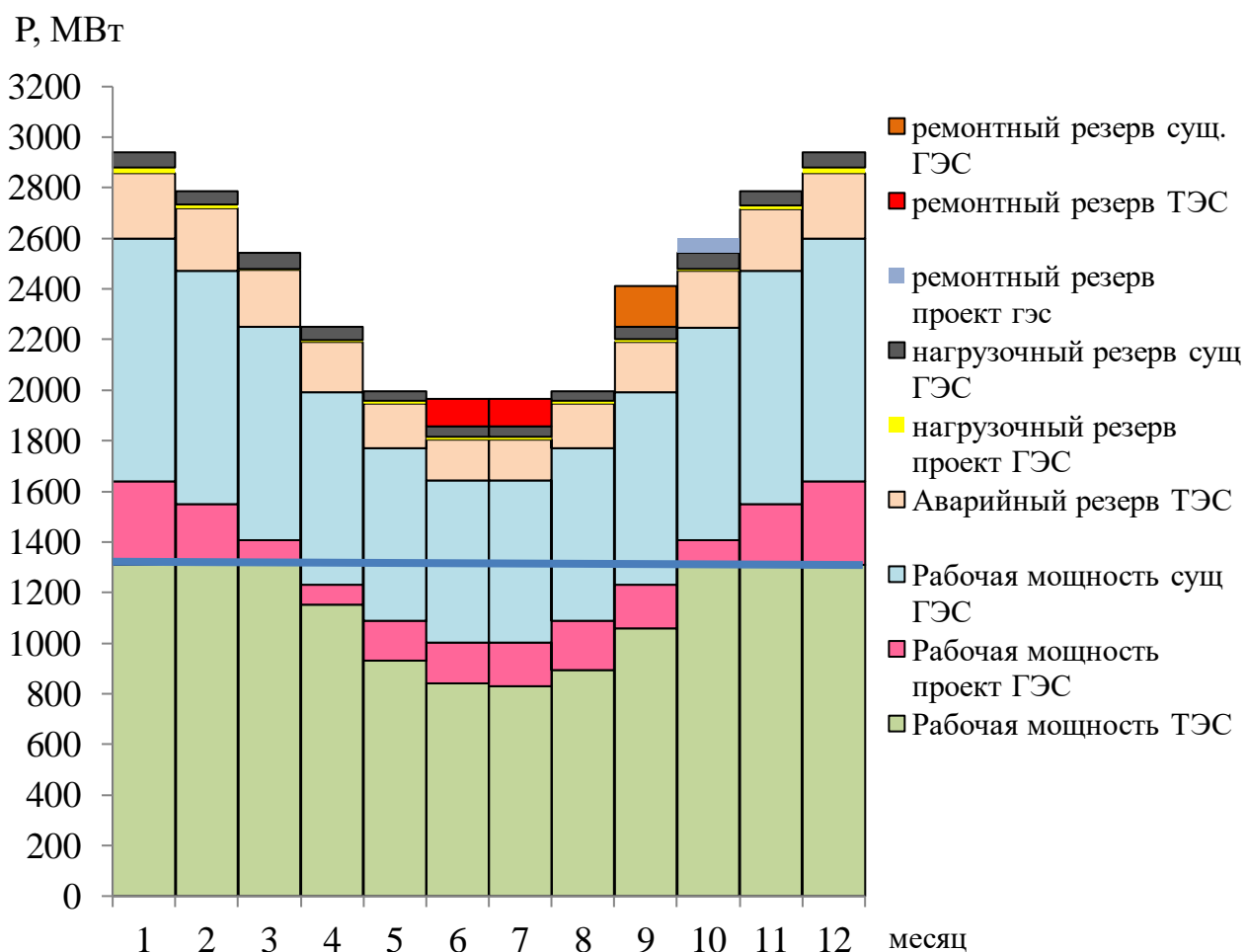


Рисунок 2.8–Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 330 + 20 = 350 \text{ МВт.}$$

2.3.2 Водно-энергетический расчет режима работы проектируемой ГЭС в среднем по водности году

Расчет режима работы проектируемой ГЭС с расходами 50% обеспеченности осуществляется аналогично расчету при выборе

гарантированных мощностей в маловодном году и целью данного расчета является определение среднемноголетней выработки электроэнергии.

Расчет сведем в (таблице Б.5, приложение Б), см. приложение. При выполнении расчета необходимо выполнять все вышеперечисленные требования, к которым добавляется еще одно существенное, а именно, так как установленная мощность проектируемой ГЭС на данном этапе расчета определена, мощность проектируемой ГЭС рассчитываемая при расходах среднегодового года не должна превышать значение $N_{уст}=350$ МВт. А также, в среднемводном году, с целью не превышения отметки ВБ равной НПУ допустимо производить холостые сбросы воды.

Срабатывать водохранилище начинаем с XI месяца, в напряженный для энергосистемы период. В данном расчете добавляется столбец 22 для определения выработки электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{мес.} = N_{ГЭС} \cdot t = N_{ГЭС} \cdot t_{сут} \cdot 24ч, \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.34)$$

Среднемноголетняя выработка электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{год} = \Sigma \mathcal{E}_{мес.} / 10^3 = 1.846 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.35)$$

Алгоритм расчета аналогичен расчету, представленному (таблица Б.4, приложение Б).

График сработки и наполнения водохранилища Новобурейской ГЭС представлен на рисунке 2.9.

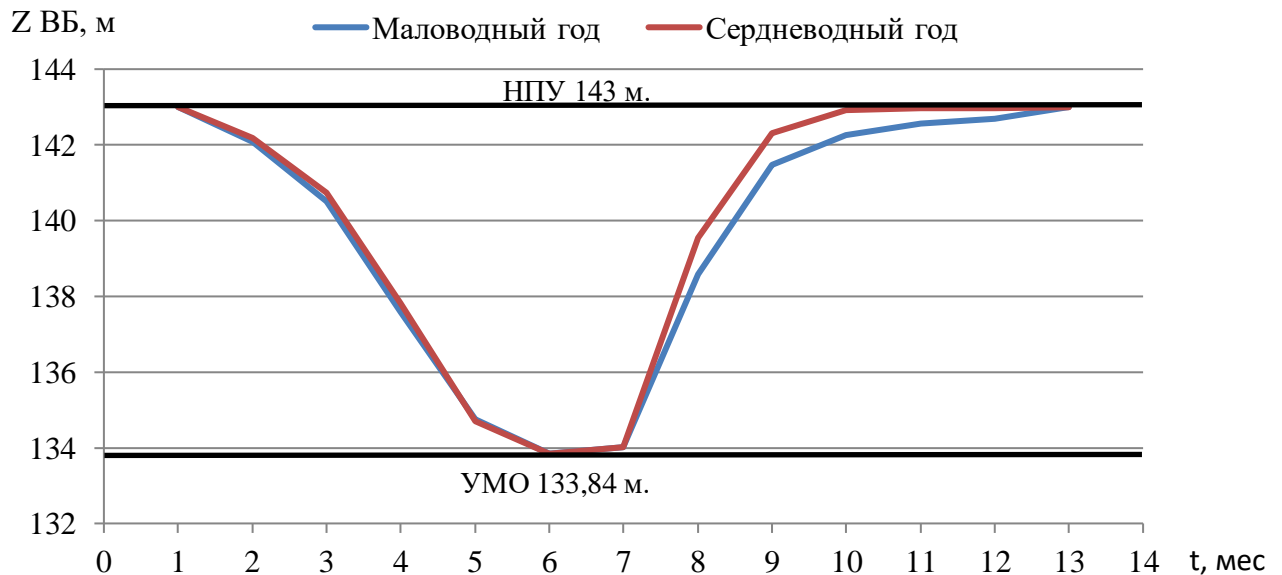


Рисунок 2.9 – График сработки и наполнения водохранилища в среднемводном году.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{ВВ}(V_{сраб}) - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $z_{ВВ}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{сраб}$ от НПУ до УМО (рисунок 1.2);

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

Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях (п.п. 2.1).

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного пуска: $Q_{min} = 175 \text{ м}^3/\text{с}$.

Также строим кривую зависимости $H_{ГЭС}(Q_{ГЭС})$ при $Z_{ВВ1} = 278,7 \text{ м}$ таблица Б.4, (приложение Б) для зимнего периода в маловодном году.

Определение ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением [1]:

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

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,8$ (п.п. 2.1);

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

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{расч}^N = 28,5 \text{ м}$ (рисунок 3.1).

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нб для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия огр. по расчётной Нуст	Линия огр. по проп.способн.ГЭС		Линия огр. по Qсан.поп		
Qнб, м ³ /с	Zнб,з, м	H нпу, м	H умо, м	Hзвб1(p), м	H _{ГЭС} , м	Q _{ГЭС} , м ³ /с	H _{ГЭС} , м	Q _{ГЭС} , м ³ /с	H _{ГЭС} , м	Q, м ³ /с
0	107,0	35,6	26,5	31,7	32,8	1212,6	28,5	1395,0	36	140
100	107,3	35,3	26,1	31,3	32,0	1242,5	27,4	1367,8	0	140
200	107,7	35,0	25,8	31,0	31,2	1274,0	26,3	1340,1		
300	108,0	34,7	25,5	30,7	30,4	1307,0	25,2	1311,8		
400	108,2	34,4	25,2	30,4	29,6	1341,9	24,1	1282,8		
500	108,5	34,1	25,0	30,2	28,9	1378,6	23,5	1266,7		
600	108,8	33,9	24,7	29,9	28,5	1395,5				
700	109,0	33,6	24,5	29,7						
800	109,2	33,4	24,3	29,5						
900	109,4	33,2	24,1	29,3						
1000	109,6	33,1	23,9	29,1						
1100	109,7	32,9	23,7	28,9						
1200	109,9	32,7	23,6	28,8						
1300	110,0	32,6	23,4	28,6						
1400	110,2	32,5	23,3	28,5						
1500	110,3	32,4	23,2	28,4						
1600	110,4	32,3	23,1	28,3						
1700	110,5	32,2	23,0	28,2						

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

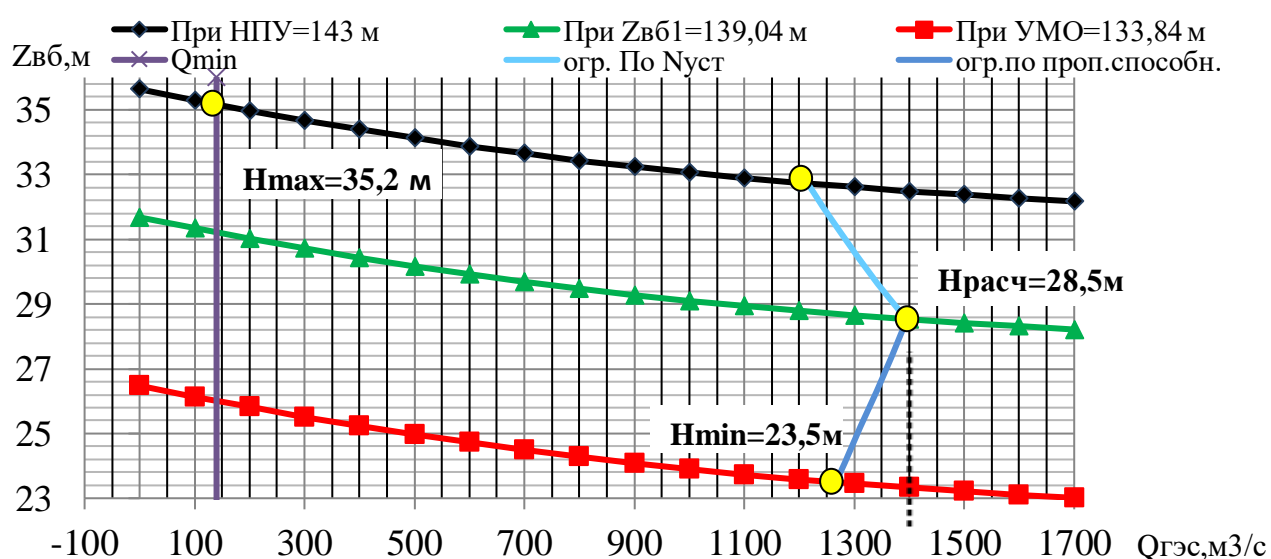


Рисунок 3.1 – График сработки и наполнения водохранилища в средневодном году

Значения напоров и максимального расхода представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Определённые величины из режимного поля

Название	Значение
H_{max} , м	35,2
$H_{расч}$, м	28,5
H_{min} , м	23,5
Q_{max} , м ³ /с	1340

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$, при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- поворотно-лопастная ПЛ40а – В.
- поворотно-лопастная ПЛ40б - В.

Необходимо проверить отношение $H_{min}/H_{пред}$. Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{23,5}{40} = 0,588 \quad (3.4)$$

Допустимое отношение для ПЛ40а – В и ПЛ40б - В $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$.

Диапазону напоров соответствуют ПЛ40а – В, ПЛ40б - В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ40а – В	ПЛ40б - В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$, м	40	40
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}$, об/м	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}$, л/с	1020	1150
Оптимальный КПД модели	40	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	Q'_{1max} , л/с	1700	1620
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,64	0,57

Продолжение таблицы 3.3

Параметр		ПЛ40а – В	ПЛ40б - В
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}, м$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{мод}, м$	4	4
Температура	$t_{мод}, °C$	10	20
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	1,51	1,51

3.1.3 Определение параметров турбин

Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитали следующие параметры (для примера расчетов рассчитали параметры для ГТ ПЛ40а-В-600):

Для более оптимального выбора варианта гидротурбины расчеты выполним для ряда стандартных диаметров, начиная с максимально возможного для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}^{10}}{D_1}} \sqrt{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right) = 1 - (1 - 0,889) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{6}} \sqrt{\frac{4}{28,5}} \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,51}} \right) = 0,928 \quad (3.5)$$

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

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

ν_M, ν_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N} \eta_T \eta_G^{cp} = 9,81 \cdot 1,7 \cdot 6^2 \cdot 28,5 \cdot \sqrt{28,5} \cdot 0,928 \cdot 0,97 = 80567 \text{ кВт}, \quad (3.6)$$

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

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{N_a} = \frac{350000}{80567} = 4,34 \quad (3.7)$$

где $N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}} = 350$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной. ($Z_a = 6$).

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{350000}{6} = 58330 \text{ кВт} \quad (3.8)$$

Частота вращения турбины:

$$n_c = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 125 \cdot \frac{\sqrt{28,5 \cdot 1,05}}{6} = 114,1 \quad (3.9)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 2.1);

Δ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду. ($n_c = 115,4$)

Далее определяется минимальная, расчётная и максимальная приведённая частота вращения:

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{115,4 \cdot 6}{\sqrt{28,5 \cdot 1,05}} = 126,42 \quad (3.10)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_{I_p} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{ГЭС}}} = \frac{58330}{9,81 \cdot 6^2 \cdot 28,5^{1,5} \cdot 0,97} = 1,119 \quad (3.11)$$

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

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{175}{6^2 \cdot \sqrt{35,2 \cdot 1,05}} = 2,819 \quad (3.12)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которых – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.10), подстановкой в формулу максимального напора.

Ниже представлены результаты расчетов параметров натуральных гидротурбин (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Результаты расчётов натуральных гидротурбин ПЛ40а – В

Параметр	ПЛ40а – В					
	5	5,3	6	6,3	6,7	7,1
КПДг	0,927	0,924	0,928	0,929	0,929	0,927
N'арп	55949	62864	80567	88825	100462	112816
Z'	6,255	5,567	4,344	3,940	3,483	3,102
Z	8	6	6	4	4	4
D1	5	5,3	6	6,3	6,7	7,1
Nарп	43,75	58,33	58,33	88	88	88
Δl	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n'синх	136,804	128,910	114,100	108,691	102,230	96,364
ncинх	142,8	136,40	115,4	115,4	107,1	100
n'min	117,41	119,01	113,76	119,42	117,83	116,72
n'расч	130,48	132,26	126,42	132,72	130,96	129,72
n'max	143,69	145,66	139,23	146,15	144,22	142,85

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике (Таблица 3.5 и таблица 3.6).

Таблица 3.5 – Результаты расчетов необходимых точек для ГУХ ПЛ40а – В.

D1	5	5,3	6	6,3	6,7	7,1
Q'·η p	1,208	1,434	1,119	1,523	1,346	1,199
Q'·η min	0,881	1,045	0,815	1,109	0,981	0,873
Q'p	1,33	1,59	1,23	1,72	1,486	1,32
Q' min	0,912	1,14	0,895	1,21	1,08	0,95

Таблица 3.6 – Результаты расчётов натуральных гидротурбин ПЛ40б – В

Параметр	ПЛ40б – В					
	5	5,3	6	6,3	6,7	7,1
КПДг	0,938	0,939	0,940	0,940	0,940	0,941
N'арп	53921	60585	77646	85605	96820	108726
Z'	6,491	5,777	4,508	4,089	3,615	3,219
Z	8	6	6	4	4	4
Nарп	43,75	58,33	58,33	88	88	88
Δl	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05

Продолжение таблицы 3.6

Параметр	ПЛ40б – В						
	D1	5	5,3	6	6,3	6,7	7,1
n'синх	134,698	127,101	112,323	106,992	100,627	94,976	
псинх	142,8	136,40	115,4	107,1	100	100	
n'min	117,33	118,77	113,71	110,79	109,99	116,53	
n'расч	130,40	132,00	126,37	123,12	122,23	129,51	
n'max	143,60	145,36	139,17	135,59	134,61	142,62	

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике (таблица 3.7)

Таблица 3.7 – Результаты расчетов необходимых точек для ГУХ ПЛ40б – В

D1	5	5,3	6	6,3	6,7	7,1
Q'η p	1,209	1,434	1,119	1,523	1,346	1,199
Q'η min	0,881	1,045	0,815	1,109	0,981	0,873
Q'p	1,34	1,61	1,23	-	1,5	1,34
Q' min	0,98	1,16	0,9	-	1,09	0,97

3.1.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Дальнейший расчёт ведется для турбины ПЛ40а-В-600.

Определяется допустимая высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - 1,5 \quad (3.13)$$

Высота отсасывания определяется для трёх наиболее опасных режимах:

1) При полной нагрузке агрегата и расчетном напоре H_p

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата $Q'_p = 1,23 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_p \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,23 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{28,5} = 236,39 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.14)$$

Определяется $\sigma=0,4$. По кривой связи нижнего бьефа определяется

$$Z_{НБ}(Q_a) = 107,51 \text{ м}$$

Определяется высоту отсасывания (3.13):

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H + 1,5 = 10,33 - \frac{107,51}{900} - 0,4 \cdot 28,5 - 1,5 = -2,69 \text{ м}$$

$$Z_{уст} = Z_{НБ}(Q_p) + H_S = 107,51 + (-2,69) = 104,82 \text{ м}; \quad (3.15)$$

2) При полной нагрузке и максимальном напоре H_{max}

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата $Q'_{max} = 1,14 \text{ м}^3/\text{с}$

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_{max} \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{max}} = 1,14 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{35,2} = 243,49 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяется $\sigma=0,36$. По кривой связи нижнего бьефа определяется $Z_{нб}(Q_a) = 107,52 \text{ м}$.

Определяется высота отсасывания (3.12):

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5 = 10,33 - \frac{107,52}{900} - 0,36 \cdot 35,2 - 1,5 = -3,96 \text{ м}$$

$$Z_{уст} = 107,52 + (-3,96) = 103,56 \text{ м}$$

3) Работа агрегата при H_{min}

Приведённый расход при минимальной нагрузке $Q'_{min} = 0,9105 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_{min} \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{min}} = 0,9105 \cdot 6^2 \cdot \sqrt{23,5} = 158,90 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяется $\sigma=0,22$. По кривой связи нижнего бьефа определяется $Z_{нб}(Q_a) = 107,23 \text{ м}$

Определяется высота отсасывания (3.13):

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5 = 10,33 - \frac{107,23}{900} - 0,22 \cdot 23,5 - 1,5 = 3,54 \text{ м}$$

$$Z_{уст} = 107,23 + 3,54 = 110,77 \text{ м}$$

Из всех высот отсасывания выбирается та, которая обеспечивает бескавитационную работу во всех рассматриваемых режимах работы. Причём, $H_s \geq -8 \text{ м}$, так как дальнейшее заглубление подводной части экономически неоправданно.

Результаты расчетов приведены в таблицы 3.8, 3.9.

Таблица 3.8 – Результаты расчета высоты отсасывания

Турбина	ПЛ40а-В-500	ПЛ40а - В-530	ПЛ40а-В-600	ПЛ40а-В-630	ПЛ40а -В-670	ПЛ40а-В-710	ПЛ40а-В-800
H _{min} , м	Расчётная точка находится вне рабочей зоны турбины	-11,35	-3,96	-15,23	-8,89	-5,90	-6,78
H _{sp} , м		-7,82	-2,69	-10,39	-6,40	-3,69	-4,40
H _{max} , м		0,72	3,54	0,13	1,66	2,84	2,84

Таблица 3.9 – Результаты расчета высоты отсасывания

Турбина	ПЛ40б-В-500	ПЛ40б -В-530	ПЛ40б-В-600	ПЛ40б-В-630	ПЛ40б -В-670	ПЛ40б-В-710	ПЛ40б-В-800
H _{min} , м	Расчётная точка находится вне рабочей зоны турбины	-10,30	Точка оптимума не попадает в рабочую область турбины	Не подбирается произведение $Q \cdot \eta_p$	-6,78	-4,67	-5,02
H _{sp} , м		-6,96			-4,83	-2,26	-2,98
H _{max} , м		-4,22			1,66	-0,34	-0,93

Выбор подходящего типа гидротурбин производим в следующем порядке. В первую очередь отсеиваем типы турбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. Прикидываем положение расчётной точки, и отсеиваем гидротурбины, в которых она левее или очень близко к оптимуму. Далее отсеиваем турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного). Следом убираем из рассмотрения турбины, высота отсасывания которых меньше -8 м, т.к. заглубление РК очень затратно. Анализируя полученные варианты параметров турбин выбираем турбину ПЛ40а-В-600 со следующими параметрами:

$$D_1 = 6 \text{ м,}$$

$$Z_a = 6,$$

$$n_c = 115,4 \text{ об/мин,}$$

$$H_s = -3,96 \text{ м,}$$

3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным [2]. Основные критерии по которым производится выбор генератора - это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины.

Мощность генератора может варьироваться в 10% от мощности турбины.

Мощность турбины $N = 58330$ кВт;

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{58,33}{0,8} = 72,9 \text{ МВт}; \quad (3.16)$$

$$\text{Синхронная частота вращения } n_c = 115,4 \frac{\text{об}}{\text{мин}}; \quad (3.17)$$

$$\text{Число пар полюсов } P = \frac{f \cdot 60}{n_c} = \frac{6000}{115,4} = 52 \frac{\text{об}}{\text{мин}}. \quad (3.18)$$

Основываясь на данных критериях, можно сделать вывод, что нашим данным удовлетворяет гидрогенератор серии СВ-840/150-52, основные характеристики которого представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Основные характеристики генератора СВ-840/150-52

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	70,3
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	56,25
Синхронная частота вращения	n_c	об/мин	115,4
Исполнение	Подвесной		
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Сверхпереходное сопротивление	x''_d	о.е.	0,2

3.3 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,615 \cdot D_1 = 15,69 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 6 = 10,734 \text{ м}. \quad (3.20)$$

Угол охвата спиральной камеры: $\varphi_{с.к} = 210^\circ$.

Ширина спиральной камеры:

$$B_{сп} = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 6 = 17,31 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,548 \cdot 6 = 27,288 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 6 = 15 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 9,35 \text{ м,}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 8,15 \text{ м,}$$

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 6 = 2,4 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_p = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta} = \frac{58330}{9,81 \cdot 28,5 \cdot 0,882} = 236,54 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.25)$$

где N – номинальная мощность турбины ($N = 58330$ кВт).

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{236,54 \cdot 210}{360} = 137,98 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.26)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{V_{вх}} = \frac{137,98}{4,5} = 30,66 \text{ м}^2. \quad (3.27)$$

Все вычисления, необходимые для построения спиральной камеры, представлены в таблице 3.10 и 3.11, а также на рисунке 3.2.

Таблица 3.11 – Расчет бетонной спиральной камеры (приложение В, таблица В.1)

Таблица 3.12 – Построение графика зависимости φ_i от r_i .

r_i	3,94	4,9	5,6	6,19	6,71	7,2	7,65	8,08	8,5	8,89	9,27	9,66	10,03	10,39	10,734
φ_i	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210

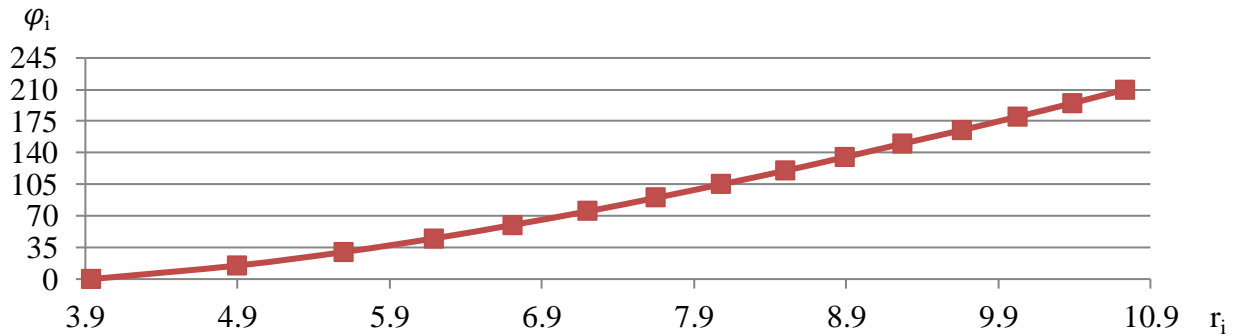


Рисунок 3.2 – График зависимости R(по оси абсцисс) от угла φ (по оси ординат).

3.4 Расчет деталей и узлов турбины

3.4.1 Расчет вала на прочность

Предварительно рассчитывается наружный диаметр вала:

$$D_B = 105 \cdot \left(\frac{Na}{n \sin \alpha} \right)^{0,35} = 105 \cdot \left(\frac{341667}{93,8} \right)^{0,35} = 1,852 \text{ м} \quad (3.28)$$

Значение диаметра полученное по формуле (3.28) округляется до стандартизированного значения $D_B = 1,9$ м.

3.4.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. Предпочтительнее всего устанавливать подшипник на водяной смазке. Для того, чтобы определиться с типом подшипника производится расчёт для сегментного и кольцевого подшипника.

Радиальная сила на рабочем колесе $R_{рад}$:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \frac{N_a}{n_c \cdot D_1} = 67,40 \text{ кН} \quad (3.29)$$

Принимается диаметр вала под подшипником с учетом облицовки $d_{\Pi} = 1,903$ м.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}] \quad (3.30)$$

где $h_{п}$ – высота подшипника, равная 600 мм, для данного диаметра вала.
Допустимое $[p_{уд}]$ для кольцевого подшипника:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{в} \cdot h} = 59,02 \text{ кПа}$$

$$59,02 \leq [p_{уд}] = 666,68 \text{ кПа} \quad (3.31)$$

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{67,40}{1+2 \cos 30^\circ + 2 \cos 60^\circ} = 18,06 \text{ кН} \quad (3.32)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360}{12} = 30 \quad (3.33)$$

где $Z_{сегм}$ – количество сегментов, равное 12, для данного диаметра вала.
Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{сегм} = 0,87 \cdot \pi \frac{d_{п}}{Z_{сегм}} = 0,45 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}]$$

Допустимое $[p_{уд}]$ для сегментного подшипника:

$$[p_{уд}] = 1149,44 \text{ кПа}$$

$$250,60 \text{ кПа} \leq 1149,44 \text{ кПа.}$$

Так как сегментный подшипник удовлетворяет условию, выбираем его.

3.5 Выбор типа маслонапорной установки

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

турбин (например, сервомоторов НА). МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака. Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле. Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По нанограмме [СП Щавелева, рис. 10.8] определяется тип: МНУ 10/1–40-12,5-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 10 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом ГА 10/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м³ с 2 насосами.

3.6 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотной-лопостной, то выбирается ЭГР для ГА с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным, выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И-150-4.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

В таблице 4.1 представлены исходные данные для расчета электрической части

Таблица 4.1 – Исходные данные

Генераторы				Система		
Число и мощность	$U_{в.ном}$	$U_{н.ном}$	$\cos \varphi_{ном}$	$U_{ном}$	$S_{к.з.}$	Протяжённость линий
шт×МВт	кВ	кВ	о.е.	кВ	МВ·А	км
6×58,33	242	10,5	0,8	220	150	41

- Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,8$.
- 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 $\cos \varphi_{с.н.} = \cos \varphi_{ном}$.
- Проектируемая подстанция «Райчихинск», энергосистема Амурская область.

Исходя из СТО [9], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 58,33 МВт, применение укрупненных блоков допустимо. Схема с одиночными и укрупненными блоками представлена на рисунке 4.1.

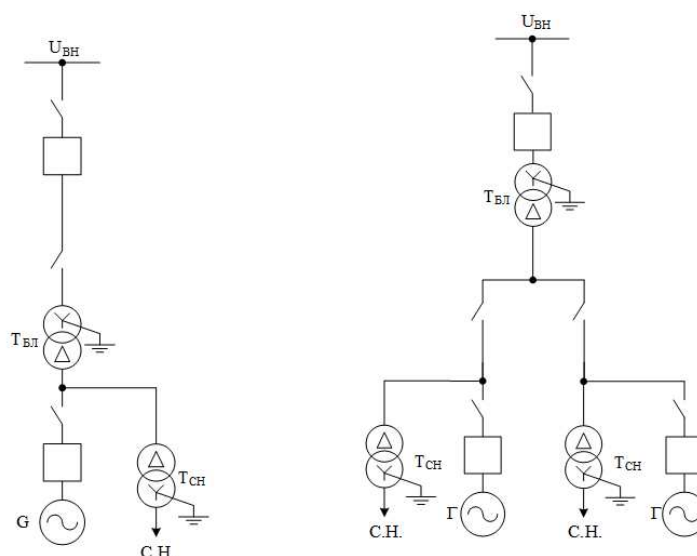


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

4.1.1 Выбор основного оборудования ГЭС

4.1.1.1 Выбор синхронных генераторов

Гидрогенераторы типа СВ-840/150-52 были выбраны в курсе «Гидромашины», основные параметры которого представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-840/150-52

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$	МВА	70,3
Номинальная активная мощность	$P_{\text{НОМ}}$	МВт	56,25
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}}$	кВ	10,5
Сверхпереходное сопротивление	x_d''	о.е.	0,2
Синхронная частота вращения	n_c	об/мин	115,4
Исполнение	Подвесной		

4.2 Выбор повышающих трансформаторов

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

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

Одиночный блок:

где $\cos\varphi$ – номинальный коэффициент мощности генератора, о.е;

$P_{\text{СН}}$ – мощность собственных нужд ($P_{\text{СН}} = 0,01 \cdot P_{\text{НОМ.Г}}$).

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г.НОМ}} - P_{\text{С.Н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{58,33 - 58,33 \cdot 0,01}{0,8} = 72,18 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

По каталогу ООО "Трансинжиниринг" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{ МВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	11	320	105	0,6

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч/год}$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.2)$$

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;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8728,5 = 916,493 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.3)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.
 Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Tном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,32}{1} \cdot \left(\frac{69,61}{80}\right)^2 \cdot 2405,3 = 582,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.4)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трансформатора:

$$I_{\text{пот(1)}} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{H}}) \cdot \gamma_0 = (916493 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 582740 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2}) = 10743,61 \text{ руб./год}, \quad (4.5)$$

где γ_0 – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.
 Для 6 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 6 \cdot 10743,61 = 64461,68 \text{ руб./год.}$$

Укрупненный блок:

Потери электрической энергии оцениваются аналогичным образом, как и для одиночных блоков:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

Время работы блока в течение года:

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

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;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,19 \cdot 8728,5 = 1457,66 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

где $n_{\text{Т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.
 Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,525}{1} \cdot \left(\frac{139,22}{160} \right)^2 \cdot 2405,3 =$$

$$= 956,06 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трех трансформаторов:

$$I_{\text{пот(1)}} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{н}}) \cdot \gamma_0 = 1457,66 \cdot 0,6 + 956,06 \cdot 0,9 =$$

$$= 17350,48 \text{ руб/год},$$

где γ_0 – стоимость одного МВт · ч электроэнергии;

$$I_{\text{пот(1)}} = 1457,66 \cdot 0,6 + 956,06 \cdot 0,9 = 17350,48 \text{ руб/год.}$$

Для 3 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 3 \cdot 17350,48 = 52051,43 \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{(58,33 - 58,33 \cdot 0,01)}{0,8} = 144,36 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦН-160000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 160000/220

S _{НОМ} , МВА	U _Н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{xx} , кВт	I _х , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
160	242	11,0	12	525	190	0,6

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от S_{ГНОМ}:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{ГНОМ}}{\cos\varphi_{Г}} \quad (4.5)$$

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{350}{0,8} = 3,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

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

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

По каталогу завода «Трансна» выбираются 3 трансформатора ТСН-4000/10/0,4, стоимостью каждый 2,96 млн. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСН–4000/10/0,4

S _{НОМ} , МВ·А	U _Н , кВ		U _к , %
	U _{ВН}	U _{НН}	
4	10	0,4	6

Электрическая схема СН Новобурейской ГЭС выполнена с одной ступенью напряжения: 10/0,4 кВ.

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему с ОРУ 220 кВ:

$$S_{сн} = \frac{P_{уст} - P_{с.н.}}{\cos\varphi} = \frac{350 - 3,5}{0,8} = 435,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.6)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,8;$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном при напряжении 220 кВ – $K=1,2$.

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{346,5}{(1,2 \cdot 135 / 0,8)} + 1 = 3, \quad (4.7)$$

где $P_{\text{нат}}$ – пропускная способность на одну цепь ВЛ 110 кВ, равная 30 МВт;

K – поправочный коэффициент, равный 1,2;

$\cos\varphi_c$ – коэффициент мощности системы, равный 0,85.

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 3$.

Рабочий ток, протекающий по линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{435,6}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,381 \text{ кА}. \quad (4.8)$$

Максимальный рабочий ток при потере отходящей линии (проверка на нагрев):

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{435,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 571,6 \text{ А}; \quad (4.9)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 381 = 400,05 \text{ А}, \quad (4.10)$$

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

$\alpha_{\text{T}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=220\text{кВ}$ выбираем провод марки АС – 400/51.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 825 \text{ А}$.

$I_{\text{доп}} > I_{\text{раб max}}$, $825 \text{ А} > 572 \text{ А}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–400/51 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС–400/51

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,073	0,42	$2,701 \cdot 10^{-4}$

4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н.}} + t \cdot K_{ору}, \quad (4.11)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (86000 тыс.руб.);
 $K_{T_{с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (2960 тыс.руб.);
 $K_{круэ}$ – стоимость ячейки ОРУ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается $k+1$)
 Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{круэ} = 1360 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 6 \cdot 86000 + 3 \cdot 2960 + 10 \cdot 1360 = 538480 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 3 \cdot 173500 + 3 \cdot 2960 + 7 \cdot 1360 = 538900 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.12)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент
 Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 538480 + 64,461 = 80836,46 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 538900 + 52,051 = 80887,05 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.13)$$

$$P = \frac{80887,05 - 80836,46}{80887,05} \cdot 100\% = 0,06 \%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками.

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».

4.3 Выбор схемы РУ ВН

Выбор схем электрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надёжность, экономичность, безопасность обслуживания и удобство эксплуатации, так же оперативная гибкость.

Задача заключается в поиске оптимального варианта. Выбор, обычно, производят на основании сравнения технико-экономического расчёта вариантов, а также на основании опыта проектирования.

Так как Новобурейская ГЭС проектируется в ОЭС Востока, а точнее, в Амурской области, где климат района муссонный, в котором отсутствует вечная мерзлота, а напряжение проектируемого РУ ВН составляет 220 кВ, РУ Новобурейской ГЭС будет открытым, т.е. ОРУ.

Число присоединений РУ–220 кВ: 10 (3 ВЛЭП 220 кВ, 6 блоков, 1 межшинный выключатель). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими системами шин в соответствии с СТО «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [4]. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

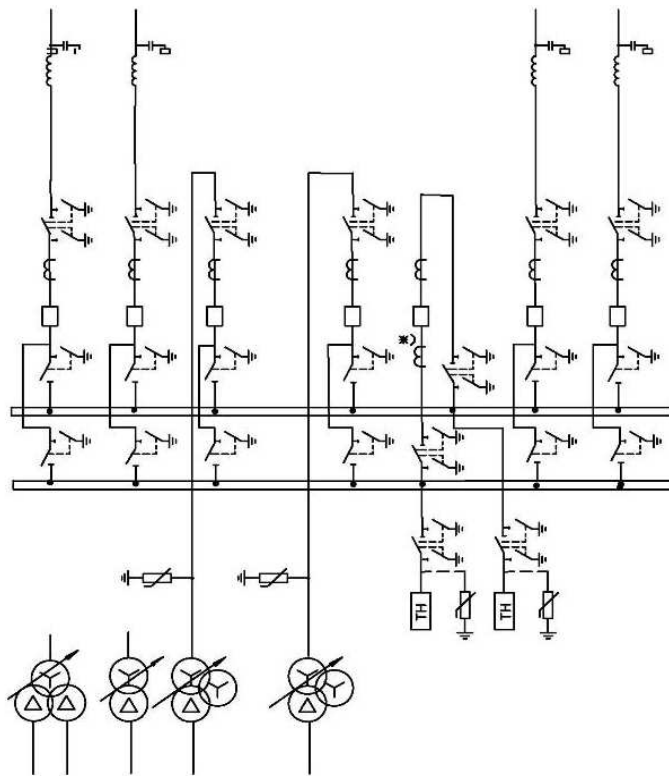


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ

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

4.4.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{70,3} = 0,314 \text{ Ом}, \quad (4.14)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ}. \quad (4.15)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,52 \text{ Ом}, \quad (4.16)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом} \quad (4.17)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,42 \cdot 41 = 17,22 \text{ Ом}. \quad (4.18)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_C \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}. \quad (4.19)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043.$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_G = \frac{x_{*G}}{T_{a,G} \cdot \omega} = \frac{0,314}{0,045 \cdot 314} = 0,022 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,073 \cdot 41 = 2,993 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,32 \cdot 230^2}{80^2} = 2,645 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

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

Для расчета токов трехфазного и однофазного короткого замыкания ОРУ воспользуемся программным комплексом 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.

Узлы/Несим/МД											
O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>		у	1	Г1		11				
2	<input type="checkbox"/>		у	2	Г2		11				
3	<input type="checkbox"/>		у	3	Г3		11				
4	<input type="checkbox"/>		у	4	Г4		11				
5	<input type="checkbox"/>		у	5	Г5		11				
6	<input type="checkbox"/>		у	6	Г6		11				
7	<input type="checkbox"/>		у	7	Блок-1		11				
8	<input type="checkbox"/>		у	8	Блок-2		11				
9	<input type="checkbox"/>		у	9	Блок-3		11				
10	<input type="checkbox"/>		у	10	Блок-4		11				
11	<input type="checkbox"/>		у	11	Блок-5		11				
12	<input type="checkbox"/>		у	12	Блок-6		11				
13	<input type="checkbox"/>		у	13	КРУЭ		230				
14	<input type="checkbox"/>		у	14	Система		230				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

Узлы/Несим/МД																
O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г	
1	<input type="checkbox"/>	Выкл		Выкл	1	7		Г1 - Блок-1								
2	<input type="checkbox"/>	Выкл		Выкл	2	8		Г2 - Блок-2								
3	<input type="checkbox"/>	Выкл		Выкл	3	9		Г3 - Блок-3								
4	<input type="checkbox"/>	Выкл		Выкл	4	10		Г4 - Блок-4								
5	<input type="checkbox"/>	Выкл		Выкл	5	11		Г5 - Блок-5								
6	<input type="checkbox"/>	Выкл		Выкл	6	12		Г6 - Блок-6								
7	<input type="checkbox"/>	Тр-р		Тр-р	7	13		Блок-1 - КРУЭ	2,65	80,53					0,043	
8	<input type="checkbox"/>	Тр-р		Тр-р	8	13		Блок-2 - КРУЭ	2,65	80,53					0,043	
9	<input type="checkbox"/>	Тр-р		Тр-р	9	13		Блок-3 - КРУЭ	2,65	80,53					0,043	
10	<input type="checkbox"/>	Тр-р		Тр-р	10	13		Блок-4 - КРУЭ	2,65	80,53					0,043	
11	<input type="checkbox"/>	Тр-р		Тр-р	11	13		Блок-5 - КРУЭ	2,65	80,53					0,043	
12	<input type="checkbox"/>	Тр-р		Тр-р	12	13		Блок-6 - КРУЭ	2,65	80,53					0,043	
13	<input type="checkbox"/>	ЛЭП		Выкл	13	14		КРУЭ - Система	2,87	17,22						

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

Узлы/Несим/МД												
S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	
1	<input type="checkbox"/>	1	Г1	1	0,022	0,314	0,022	0,314	0,022	0,314	11,865	
2		2	Г2	2	0,022	0,314	0,022	0,314	0,022	0,314	11,865	
3		3	Г3	3	0,022	0,314	0,022	0,314	0,022	0,314	11,865	
4		4	Г4	4	0,022	0,314	0,022	0,314	0,022	0,314	11,865	
5		5	Г5	5	0,022	0,314	0,022	0,314	0,022	0,314	11,865	
6		6	Г6	6	0,022	0,314	0,022	0,314	0,022	0,314	11,865	
7		7	Система	14	32,090	352,670	32,090	352,670	32,090	352,670	230,000	

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7, 4.8, 4.9 и

сведены в таблицу 4.7.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1			3ф	13					12,1737	-88,00

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	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			1ф	13					6,0750	-88,00			6,0750	-88,00			6,0750	-88,00

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1			3ф	1					21,8361	-86,00

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф ОРУ	13	12,17	18,74
3ф ОРУ	13	6,08	9,32
3ф генератор	1	21,84	55,04

4.5 Выбор и проверка электрических аппаратов главной схемы

4.5.1 Требования в коммутационным аппаратам

В РУ электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них.

Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов; потери в диэлектриках.

4.5.2 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Рабочий режим аппаратов и проводников по их нагрузке делится на нормальный и утяжеленный

Для выбора аппаратов и проводников в нормальных режимах нужно знать значения рабочих токов присоединений нормального и утяжеленного режимов.

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 3,1 = 3,255 \text{ кА}; \quad (4.24)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{70,3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,171 \text{ кА}, \quad (4.25)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.max} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{435,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,38 \text{ кА}, \quad (4.26)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{435,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,571 \text{ кА}. \quad (4.27)$$

4.5.3 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

4.5.3.1 Выбор выключателей и разъединителей 10кВ

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{ном} \geq U_{ном.с}$$

$$I_{ном} \geq I_{раб,max}$$

$$B_{к,норм} \geq B_{к,расч}$$

Используя каталог производителя «Энерго Волга» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель LF 10 и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ «Электроаппарат» используя каталог производителя ОАО ВО. 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 LF 10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{сети\ ном} = 10,5\ кВ$	$U_{ном} = 10\ кВ$	$U_{ном} = 10\ кВ$
$I_{Г.раб} = 3255\ А$	$I_{ном} = 4000\ А$	$I_{ном} = 4000\ А$
$I_{н0} = 21,84\ кА$	$I_{пр.скв} = 63\ кА$	$i_{эл.ст} = 125\ кА$
$i_y = 55,04\ кА$	$i_{пр.скв} = 161\ кА$	$I_{т.ст} = 50\ кА$
	$I_{ном.откл} = 63\ кА$	$t_{откл} = 3\ с.$
$B_{к,расч} = I_{н0}^2 \cdot (t_{откл} + t_{рз}) =$ $= 21,84^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 42,93\ кА^2 \cdot с$	$B_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907\ кА^2 \cdot с$	$B_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500\ кА^2 \cdot с$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя LF 10:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 21,84 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 23,2\ кА. \quad (4.28)$$

$$\frac{i_{ат}}{\frac{\sqrt{2}}{I_{уд}}} \cdot 100\% = 30\% \quad (4.29)$$

$$30\% < 45\%$$

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-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26\ В \cdot А$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С). АС-МЗ 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.

4.5.3.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения 10кВ

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–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3255 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

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».

4.5.4 Выбор электротехнического оборудования на высшем напряжении 220 кВ

4.5.4.1 Выбор выключателей и разъединителей 220 кВ

Используя каталог производителя ЗАО «УЭТМ» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.12. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 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-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$I_{\text{раб max}} = 380,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 6,08 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 9,32 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

4.5.4.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения 220 кВ

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 380,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.6 Выбор дизель-генераторной установки

ДГУ - это автономные агрегаты, вырабатывающие электроэнергию в процессе сжигания дизельного топлива. Вся система состоит из нескольких базовых составляющих: двигателя, генератора и системы защиты, срабатывающей при перегрузках.

Мощность ДГУ включает в себя суммарную мощность от:

- 1) обеспечения работы системы автоматического пожаротушения;
- 2) собственных нужд агрегата для его пуска в работу;
- 3) приводов затворов, водосбросов и других ответственных потребителей.

В качестве ДГУ выбираем СТМ М.3850U (3 000 кВт) компании ООО «Азимут», г. Москва, Россия. Каталожные данные ДГУ АД-1500С-Т400-1РНМ8 приведены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – СТМ М.3850U (3 000 кВт)

$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	$P_{\text{макс}}, \text{кВт}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Габаритные размеры
1875	1500	1650	0,4	9350 x 2300 x 3055

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Расчет номинальных токов.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{70300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3866 \text{ А} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{3866 \cdot 1}{4000/5} = 4,81 \text{ А} \quad (5.2)$$

Для схемы возбуждения с ВГ:

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{НОМ,ВГ1}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{1115}{1,2255} \cdot 290 = 264 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 300 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{НОМ,2}} = \frac{S_{\text{НОМ,ВГ1}}}{U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{300}{290} = 1034 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{НОМ,РОТ2}} = \frac{I_{\text{НОМ,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1034}{1000/5} = 5,17 \text{ А} \quad (5.5)$$

Выбираем вспомогательный генератор СТС-300-1000-2,5, мощностью 300 кВА

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ – 840/150 –52 – 72,9 МВ·А:

- продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- защита от повышения напряжения;
- защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;

- защита от симметричных перегрузок статора;
- дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-80000/220/10,5:

- 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);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных коротких на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Контроль изоляции выводов(КИВ)

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.3 Параметры защищаемого оборудования

Параметры защищаемого оборудования приведены в таблицах: 5.1, 5.2, 5.3

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-840/150-52
Номинальная мощность	полная	72,9 МВА
	активная	58,33 МВт
Номинальное напряжение		10,5
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
Частота		50 Гц
Частота вращения		115,4 об/мин
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
Номинальный ток статора		3866 А
Ток ротора при номинальной нагрузке		1115 А
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		290 В
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,8
	переходное $X'd$	0,28
	сверхпереходное $X''d$	0,20
Индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,20
Емкость обмотки статора		0,7 мкФ

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ - 80000/220
Номинальная мощность	80 МВА
Номинальное напряжение	242/10,5
Напряжение короткого замыкания	10,5
Группа соединений	Yн/Δ
Режим работы нейтрали	–

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСН-4000/10,5
Номинальная мощность	4 МВА
Номинальное напряжение	10,5/6
Напряжение короткого замыкания	6
Группа соединений	Δ/Yн
Режим работы нейтрали	–

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 3866 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 4000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.7)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}.$$

2) Коэффициент торможения $K_{\text{Т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{\text{Т}}$ выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.8)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}}.$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.8):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,2} \cdot 3866 = 2184 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.9)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{2184 \cdot 2}{21840},$$

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

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

I_{T} - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,4$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,4} = 0,375. \quad (5.10)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,4} = 0,375. \quad (5.11)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

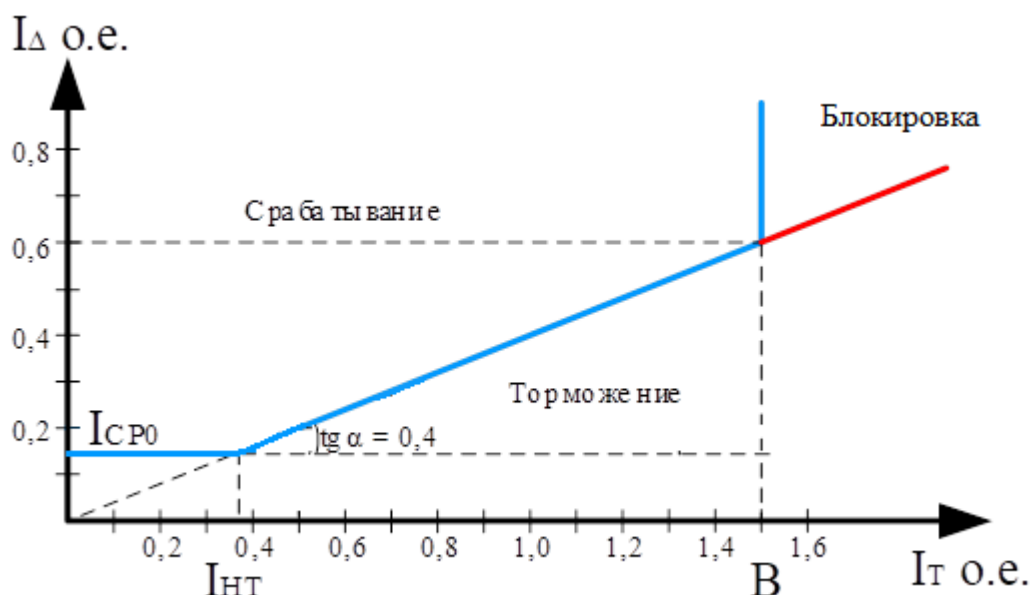


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_0)

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

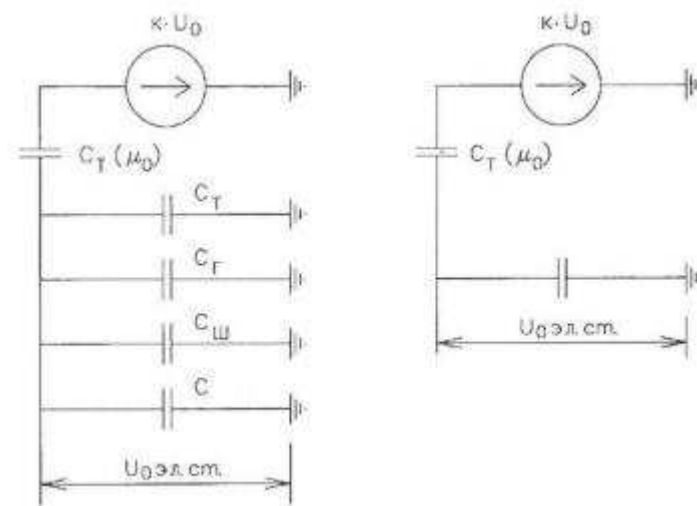


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

- C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 - 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:
 Емкости генератора и генераторного выключателя

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.12)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.13)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.14)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,5 \text{ А}. \quad (5.15)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012+0,965} = 286 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.16)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 286}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3},$$

$$n_{\text{ТН}} = \frac{U_1}{U_2} = 100/3 \quad (5.17)$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,48,$$

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

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

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

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

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

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_{T} :

$$X = \frac{1}{K_{\text{T}} + 2}. \quad (5.18)$$

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

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)

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

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

$U_{1>}$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.21)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.22)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$; $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}$.

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,21}{1,2} = 0,175, \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,175 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.24)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,175^2} \approx 980 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.25)$$

$$A_{\text{ИЮ}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,74	0,61	0,49	0,37	0,24	0,21
Длительность (с)	30	55	80	125	220	500	700

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

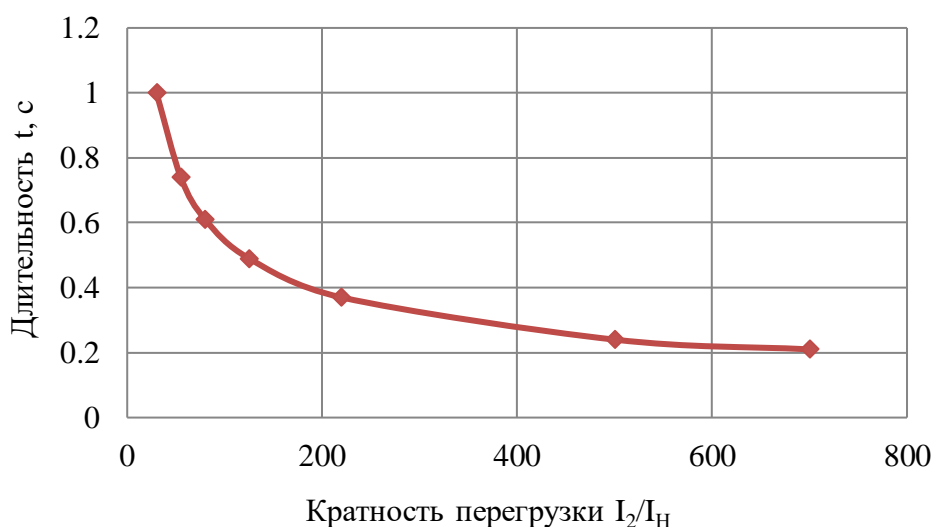


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 30$ с, $t_{\text{макс.}} = 700$ 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 ($t_{\text{охл}} = 100$ 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 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:

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

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''_{ВН}} + X_{\Gamma} + X_{Л})}, \quad (5.26)$$

где $X_{d''_{ВН}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,2 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 106,24$ — сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{\Gamma} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{70,3}{80} = 0,092$ — сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$X_{Л}^* = X_{Л} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_6^2} = 17,22 \cdot \frac{70,3}{242^2} = 0,021.$$

X_{Γ} — сопротивление обратной последовательности генератора;

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (106,24 + 0,092 + 0,021)} = 0,003616 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,003616 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,17 \quad (5.27)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение МШВ, 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.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.28)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

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

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Меньше или равно 100МВт	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

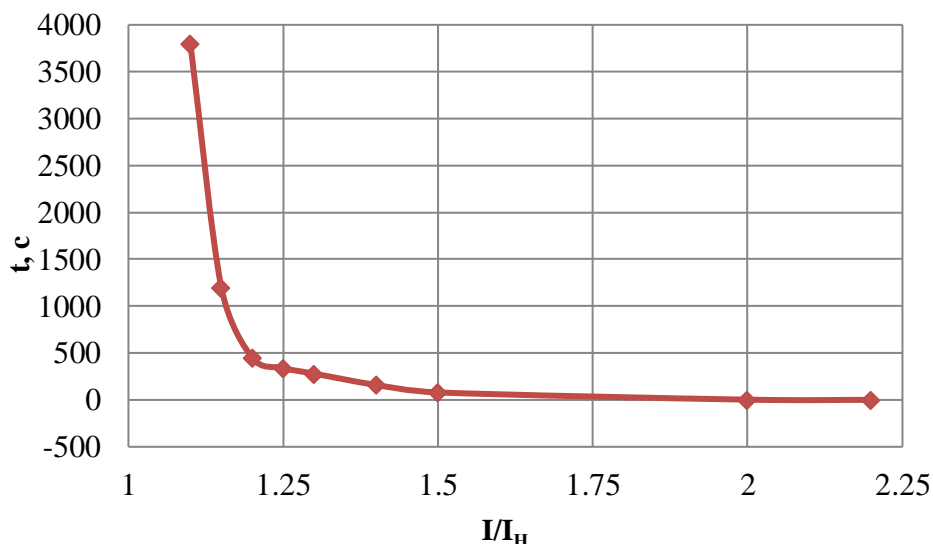


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.30)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} < U_{\text{н}} < U_{\text{н}} < U_{\text{н}}$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 100,0} = 66 \text{ В}. \quad (5.31)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение МШВ, 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.

5.4.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 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 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Новобурейская ГЭС – ПС Райчихинск:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 76,86 + \frac{0,8}{3} \cdot 17,48 = 66,15 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;
 Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ;

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 242^2}{80} = 76,86 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{70,3}{80} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{70,3}{242^2} \cdot 4,88 = 0,075$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,075 \cdot 1,57 = 0,118 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{70,3} = 1,57$.

Уставка будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,118 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,9 \text{ Ом}. \quad (5.34)$$

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

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции

ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

3) Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3866} = 1,57 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,8} = 3,81, \quad (5.36)$$

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 $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.37)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34, \quad (5.38)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,12^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{70,3} = 0,55 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,55 \cdot 1500/5}{10500/100} = 1,57 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 1,57 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,02 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,08 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение МШВ, 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 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 5.5.

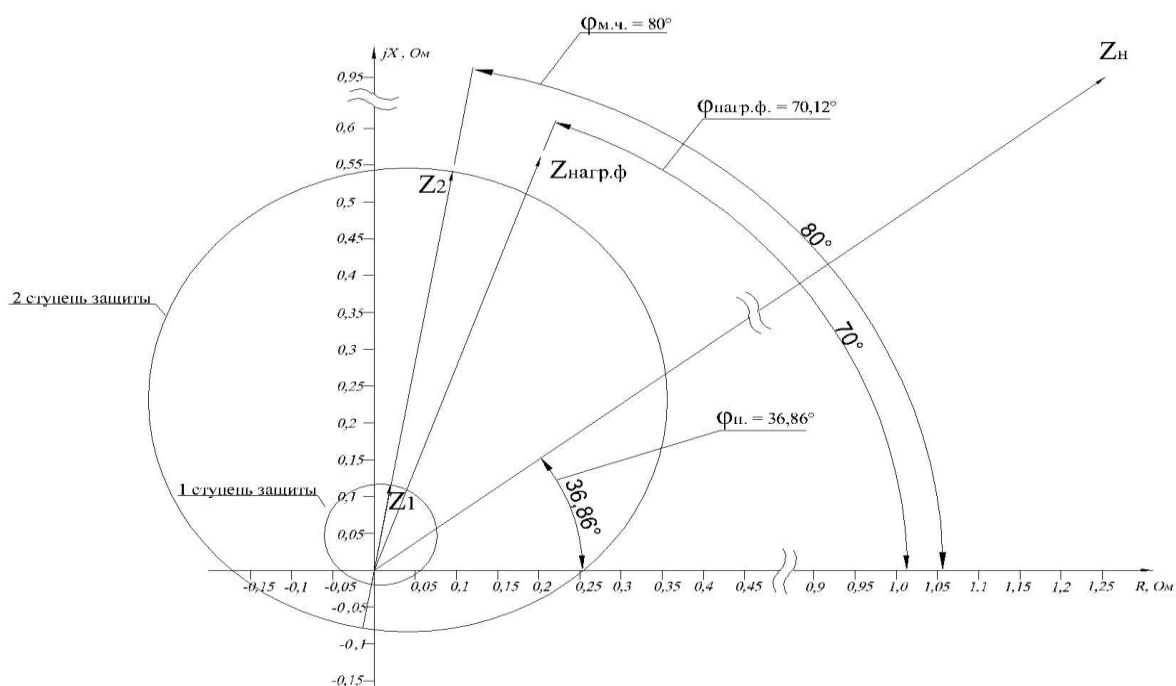


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени, представленной в таблице 5.6. Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и

действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.42)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.43)$$

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

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	2,2
Меньше или равно 100МВт	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

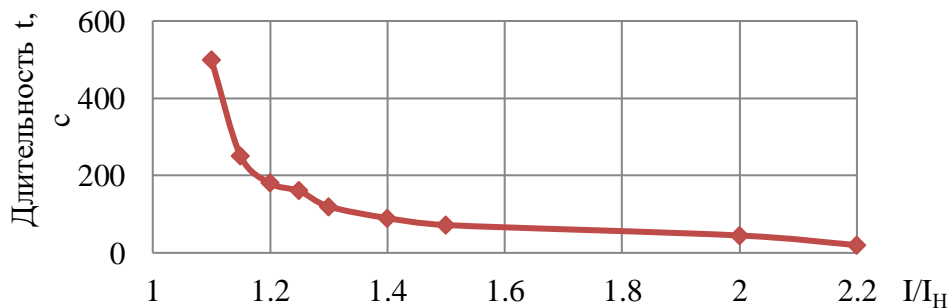


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.44)$$

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

5.5 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.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Тип грунта – галечно-песчаный грунт.

Высота бетонной водосливной плотины – 36 м (∇ НПУ – ∇ дно=143-107=36 м)

Класс сооружения – второй

По назначению и условиям эксплуатации:

Установленная мощность – $N_{уст}=350$ МВт

Класс сооружения – второй

По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений: 0 человек.

Класс сооружения – четвертый

Выбираем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – второй класс.

6.1.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{НПУ} + h_s, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для II класса сооружения $a=0,6$ м;

Высота ветрового нагона волны для основного случая была определена по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha \quad (6.3)$$

где $V=23$ м/с – расчетная скорость ветра [2]

K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра,

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 23) \cdot 10^{-7} = 0,00000237; \quad (6.4)$$

Длина разгона волны L при $\alpha=0^\circ$ по карте составляет:

$$L = 2540 \text{ м}$$

Условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}}{2} = \frac{143 - 107}{2} = 18 \text{ м}, \quad (6.5)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,00000237 \cdot \frac{23^2 \cdot 2540}{9,81 \cdot 18} \cdot 1 = 0,018 \text{ м},$$

Определяем параметры волнового воздействия:

$$\frac{gL}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 2540}{23^2} = 47,1 \quad (6.6)$$

$t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$ – период действия ветра;

$$\frac{gt}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{23} = 9213 \quad (6.7)$$

по графику:

$$\text{– для } \frac{gL}{\vartheta_w^2} = 47,1:$$

$$\frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,013;$$

$$\frac{gT}{V} = 1,25;$$

$$\text{– для } \frac{gt}{\vartheta_w} = 9213:$$

$$\frac{g\bar{h}}{V^2} = 0,08;$$

$$\frac{gT}{V} = 4;$$

Принимаем наименьшие значения и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,25 \cdot V}{g} = \frac{1,25 \cdot 23}{9,81} = 2,9 \text{ с}; \quad (6.8)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,013 \cdot V^2}{g} = \frac{0,015 \cdot 23^2}{9,81} = 0,7 \text{ м}; \quad (6.9)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,9^2}{2 \cdot 3,14} = 13,14 \text{ м}; \quad (6.10)$$

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d; \quad (6.11)$$

$$18 > 6,57;$$

Условие выполняется, т.е. зона глубоководная.

$$K_i = 2,09;$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.12)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [3, Приложение А1, рис А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

\bar{h} – средняя длина волны;

$$h_{1\%} = 2,09 \cdot 0,7 = 1,463 \text{ м};$$

$$h_s = 1,463 + 0,018 + 0,6 = 2,593 \text{ м}.$$

Таким образом отметка гребня бетонной плотины составляет:

$$\text{ВГБП} = 143 + 2,593 = 145,593 \text{ м}.$$

6.2 Гидравлические расчеты

В результате гидравлического расчёта определяем:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода при основном расчетном случае производится при НПУ при полном открытии всех водопропускных сооружений. Определенные размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчетный случай. Пропуск расчетного расхода воды для проверки расчетного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ_{max} всеми пропускными сооружениями.

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта, числа и размеров водосливных отверстий

Определяют 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 – $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

$(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

С учетом того, что на Новобурейской ГЭС запроектировано 6 гидроагрегатов выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов $n - 1 = 5$.

$$Q_p = Q_{max.осн} - Q_{ГЭС} - Q_{авр} = Q_{1\%} - (n - 1) \cdot Q_{1ГА} - \frac{V_{полез}}{t_{сраб}}, \quad (6.12)$$

где $Q_{max.осн} = 6351 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расход для основного расчетного случая 1,0% обеспеченности для II класса сооружений.

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГА} \cdot 5 = 5 \cdot 210,09 = 1050,48 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.13)$$

$Q_{авр}$ – расход через аварийный водосброс.

$$H_{осн} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 143,00 - 111,92 = 31,075 \text{ м}. \quad (6.14)$$

$$Q_{ГА} = \frac{N_{ГА}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{58,33 \cdot 1000}{9,81 \cdot 31,075 \cdot 0,91075} = 210,09 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.15)$$

$$Q_{авар} = \frac{V_{полез}}{t_{сраб}} = \frac{10,38 \cdot 10^9}{10713600} = 968,86 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.16)$$

где $V_{полез} = 10,38 \text{ км}^3$ – полезный объем водохранилища.
 $t_{сраб} = 4 \text{ мес}$, – время сработки;

$$Q_p = 6351 - 1050,48 - 968,86 = 4331,67 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_B}, \quad (6.17)$$

где q_B – удельный расход на водосливе, равный

$$q_B = 1,25q_p, \quad (6.18)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.19)$$

где $h_{\text{НБ}} = 8,0$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн.мах}}$;

$[V_h] = 3,65$ м/с – допустимая скорость на рисберме;

$$q_p = [v]_h \cdot h_{\text{НБ}} = 3,65 \cdot 8,0 = 29,2 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 29,2 = 36,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{4331,67}{36,5} = 118,68 \text{ м};$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того

$$B = b \cdot n, \quad (6.20)$$

где n – число пролетов (не менее $2 \div 3$),

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м.

Принимаем 10 пролетов по 12 метров.

$$B = 12 \cdot 10 = 120 \text{ м}.$$

т.к. $n > 6$, принимаем один дополнительный пролёт, то есть $n = 11$.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления $-H_{01}$, а затем с учетом сжатия и подтопления $-H_{02}$.

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4331,67}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,52 \text{ м}; \quad (6.21)$$

где $m=0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля.

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}; \quad (6.22)$$

где b и n – указаны выше;

$\xi_y=0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0=0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n-1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (10-1) \cdot 0,45}{10 \cdot 12} \cdot 6,52 = 0,948;$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4331,67}{0,49 \cdot 0,948 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,75 \text{ м}; \quad (6.23)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.24)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_0)}. \quad (6.25)$$

Согласно рекомендациям, для $b=20$ м, толщина быка (по Березинскому) принимается $0,12-0,16 \cdot b$, либо больше. В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка $\delta_0 = (0,12 \div 0,16) \cdot 20 = 2,4 \text{ м} \div 3,2 \text{ м} = 3 \text{ м}$.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = 6,75 - \frac{1,1 \cdot 0,743^2}{2 \cdot 9,81} = 6,72 \text{ м,}$$

где $V_0 = \frac{4331,67}{(143-107) \cdot (132+(11-1) \cdot 3)} = 0,743 \frac{\text{м}}{\text{с}}$.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст}, \quad (6.26)$$

где $H_{ст}$ – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом, принимаем $H_{ст} = 7$ м.

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 143 - 7 = 136 \text{ м;}$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + H_{ст} = 136 + 1,6 \cdot 7 = 147,2 \text{ м;} \quad (6.27)$$

Принимаем наибольшую отметку из $\nabla_{ГБ} = 147,2$ м и $\nabla_{ГП} = 145,593$ м, т.е., принимаем за отметку гребня плотины 147,2 м.

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Определяем координаты оголовка водослива. Далее табличные координаты x и y умножаем на $H_{ст} = 7$ м, полученные значения заносим в таблицу 6.1 и строим кривую, приведенную на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка водосливной плотины.

№ точки	x	y	$x \cdot H_{ст}$	$y \cdot H_{ст}$
1	0	0,126	0	0,882
2	0,1	0,036	0,7	0,252
3	0,2	0,007	1,4	0,049
4	0,3	0,000	2,1	0,000
5	0,4	0,006	2,8	0,042
6	0,5	0,027	3,5	0,189
7	0,6	0,060	4,2	0,420
8	0,7	0,100	4,9	0,700
9	0,8	0,146	5,6	1,022
10	0,9	0,198	6,3	1,386
11	1,0	0,256	7,0	1,792
12	1,1	0,321	7,7	2,247
13	1,2	0,394	8,4	2,758
14	1,3	0,475	9,1	3,325
15	1,4	0,564	9,8	3,948
16	1,5	0,661	10,5	4,627

Продолжение таблицы 6.1

№ точки	x	y	$x \cdot H_{ст}$	$y \cdot H_{ст}$
17	1,6	0,764	11,2	5,348
18	1,7	0,873	11,9	6,111
19	1,8	0,987	12,6	6,909
20	1,9	1,108	13,3	7,756

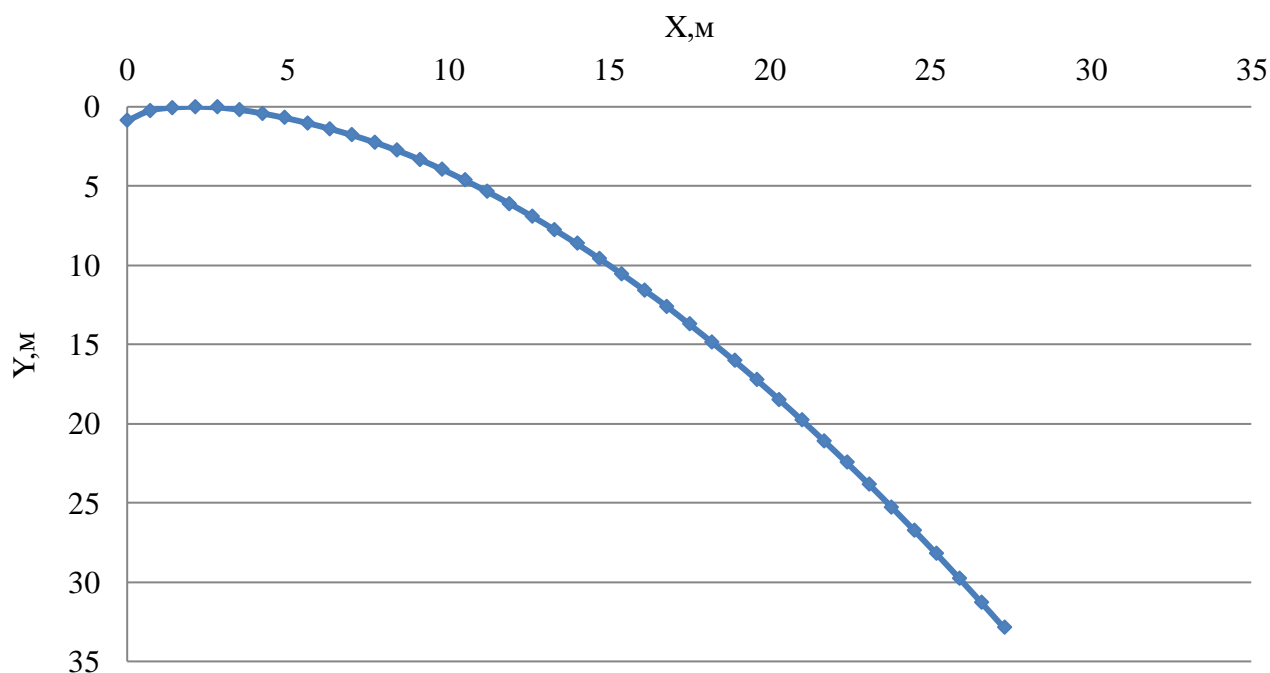


Рисунок 6.1 – Оголовок профиля водосливной плотины

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Ширина водослива с учётом быков:

$$B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_6 = 12 \cdot 11 + 10 \cdot 3 = 162 \text{ м}; \quad (6.28)$$

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}}; \quad (6.29)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принять равным 1,1.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4331,67^2}{(132 + 30)^2 \cdot 9,81}} = 4,31 \text{ м};$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 143 - 107 = 36 \text{ м}; \quad (6.30)$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} - h'_{c1})}} = \frac{26,74}{0,9 \cdot \sqrt{9,81 \cdot (143 - 107 - 0)}} = 1,58 \text{ м}; \quad (6.31)$$

где $q_c = \frac{Q_p}{B} = \frac{4331,67}{162} = 26,74 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.32)$

Уточняем величину h'_{c1} :

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} - h'_{c1})}} = \frac{26,74}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (143 - 107 - 1,58)}} = 1,62 \text{ м};$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_{c2} = \frac{h'_{c1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,62}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,31}{1,62} \right)^3} - 1 \right) = 9,16 \text{ м}; \quad (6.33)$$

Так как $h_{\text{ноб}} = 8,3 \text{ м}$, а вторая сопряжённая глубина равна $9,16 \text{ м}$, следовательно прыжок отогнанный и устанавливается водобойная стенка.

6.2.5 Расчёт водобойной стенки

Рассчитаем высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h'_c - H_{\text{ст}}, \quad (6.34)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h'_c)^2}, \quad (6.35)$$

где q – удельный расход, равный:

$$q = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{B} = \frac{4331,67}{162} = 26,74 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.36)$$

σ – коэффициент запаса, равный 1,1;

m – коэффициент расхода в зависимости от типа стенки, равный 0,49;

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{26,74}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,07 \cdot 26,74^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,16)^2} = 4,95 \text{ м},$$

$$h_{\text{ст}} = 1,07 \cdot 9,16 - 7 = 2,8 \text{ м}.$$

После определения высоты стенки $h_{\text{ст}}$ проверим условие сопряжения бьефов за стенкой:

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 2,8 + 4,95 = 7,75 \text{ м}; \quad (6.37)$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{26,74}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (7,75 - 0)}} = 2,4 \text{ м}; \quad (6.38)$$

$$q_c = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{B_B} = \frac{4331,67}{162} = 26,74 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}; \quad (6.39)$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{26,74}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (7,75 - 2,4)}} = 2,9 \text{ м}.$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,9}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,31}{2,9} \right)^3} - 1 \right) = 6,12 \text{ м}.$$

Определим тип прыжка:

Имеем, что $h''_c = 6,12 \text{ м} < h_{\text{нб}} = 8,3$, следовательно прыжок затоплен.

6.2.6 Пропуск расходов через донный водосброс

Рядом с основным поверхностным водосбросом, устраиваем аварийный донный водосброс для пропуска воды $Q_{\text{ав}} = \frac{V_{\text{пол.}}}{t_{\text{сп}}}$:

$$Q_{ав} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{10,38 \cdot 10^9}{10713600} = 968,86 \frac{м^3}{с}, \quad (6.40)$$

где $V_{пол} = 10,38 \text{ км}^3$ – полезный объем водохранилища;

$t_{ср} = 4$ месяцев – время сработки;

δ_6 – ширина быка;

Назначаем предварительную высоту отверстий $h_{отв} = 4 \text{ м.}$

Определим площадь одного водосбросного отверстия $\omega_{во}$, затем назначим размеры водосбросного отверстия:

$$\omega_{во} = \frac{Q_{ав}}{\mu \sqrt{2gH_{во}}}, \quad (6.41)$$

где $\omega_{во}$ – площадь выходных отверстий, $м^2$;

μ – коэффициент расхода, равный $0,8 \div 0,82$.

$$\omega_{во} = \frac{968,86}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32}} = 47,74 \text{ м}^2,$$

$H_{во}$ – напор над центром выходного отверстия;

$$H_{во} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ВО} = 143 - 111 = 32 \text{ м}, \quad (6.42)$$

$$\nabla_{ВО} = \nabla_{ПО} + \frac{h_{во}}{2} = 109 + \frac{4}{2} = 111 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где $\nabla_{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия,

$h_{во} = 4 \text{ м}$ – высота отверстия принятая предварительно, м;

$\nabla_{ПО}$ – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla_{ПО} = \nabla_{дно} + h_{п} = 107 + 2 = 109 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где $h_{п} = 2 \text{ м}$ – высота порога, м.

Ширина выходного отверстия:

$$b'_{во} = \frac{\omega_{во}}{h_{во}} = \frac{47,74}{4} = 11,93 \text{ м}. \quad (6.45)$$

Принято количество донных водосбросов $n = 4$. Следовательно, ширина одного донного водосброса:

$$b_{во} = \frac{b'_{во}}{4} = \frac{11,93}{4} = 2,98 \text{ м}. \quad (6.46)$$

Окончательно была принята ширина одного донного водосброса $b_{во} = 3 \text{ м}$. Каждый донный водосброс располагаем в отдельной секции шириной 15 м .

6.2.7 Проверка отметки ФПУ на пропуск поверочного расхода расчетном случае

$$Q_{p.пов} = Q_{макс.пов} - Q_{ГЭС} - Q_{ав} = Q_{0,1\%} - n_{агр} \cdot Q_{ГА} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}}, \quad (6.47)$$

где $Q_{ГА} = 210,09 \frac{м^3}{с}$ – расход через один агрегат;
 $n_{агр} = 6$ – количество агрегатов;
 $V_{пол} = 10,38 \text{ км}^3$ – полезный объем водохранилища;
 $t_{ср} = 4$ месяца – время сработки;

$$Q_{макс.пов} = Q_{0,1\%} = 8461 \frac{м^3}{с}. \quad (6.48)$$

$$Q_{p.пов} = 8461 - 6 \cdot 210,09 - \frac{10,38 \cdot 10^9}{10713600} = 6231,6 \frac{м^3}{с}.$$

Напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} :

$$H_0 = \left(\frac{Q_{p.пов}}{\varepsilon \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.49)$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{6231,6}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 132 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,79 \text{ м},$$

где коэффициенты σ_n и ε принимаем равные 1;
 $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля

$$B = b \cdot n = 12 \cdot 11 = 132 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где b – ширина пролета,
 n – количество пролетов.

С учетом сжатия и подтопления – H_{02} :

$$H_{02пов} = \left(\frac{6231,6}{0,94 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 132 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,12 \text{ м},$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.51)$$

где b и n – указаны выше;
 $\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0=0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7+(11-1)0,45}{11} \cdot \frac{7,79}{12} = 0,94.$$

Геометрический напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g} = 8,12 - \frac{1,1 \cdot 1,15^2}{2 \cdot 9,81} = 8,05 \text{ м}, \quad (6.52)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot (B + (n_{\text{гр}} - 1) \cdot \delta_6)} = \frac{6231,6}{(144 - 107) \cdot (132 + (6 - 1) \cdot 3)} = 1,15 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.53)$$

Расчетная отметка форсированного подпорного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}}, \quad (6.54)$$

$$\nabla\text{ФПУ}_p = 136 + 8,05 = 144,05 \text{ м}.$$

Расчетная отметка ФПУ = 144,05 м превышает отметку заданного ФПУ, следовательно, принимаем отметку ФПУ = 144,10 м, достаточную для пропускной способности водосливной плотины.

6.3 Конструирование бетонной водосливной плотины

У бетонных плотин на нескальном основании следует различать следующие основные элементы: быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобойную плиту и рисберму, противофильтрационные устройства.

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию (рисунок 6.4). Профиль плотины должен быть экономичным с одной стороны, а с другой должен удовлетворять двум условиям:

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

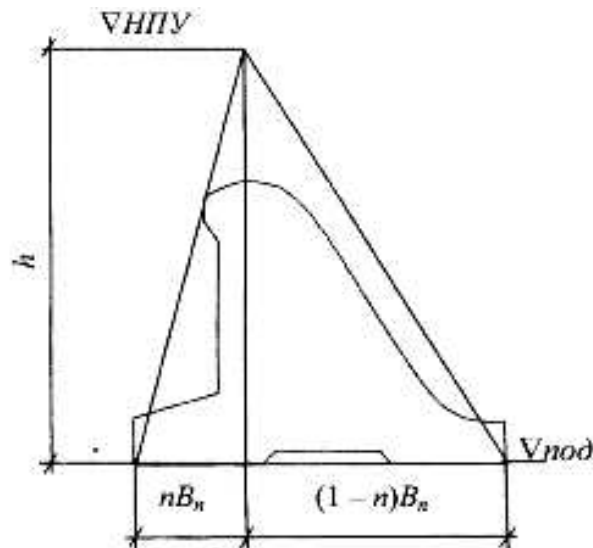


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин со стороны напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяем ширину подошвы B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w} \cdot (1-n) + n \cdot (2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.55)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов в условиях курсового проекта принимаемый 0,5.

ρ_w – плотность воды;

ρ_6 – плотность бетона;

h – высота плотины;

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 143 - 101,85 = 41,15 \text{ м}. \quad (6.56)$$

$\nabla_{\text{под}}$ – отметка подошвы зависит от конструкции устройств НБ и равняется:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)) = 107 - (3,15 + 2) = 101,85 \text{ м}; \quad (6.57)$$

где $\delta_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты.

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot U_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 16,5 \cdot \sqrt{1,62} = 3,15 \text{ м}; \quad (6.58)$$

U_c – скорость в сжатом сечении;

$$U_c = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{B \cdot h'_c} = \frac{4331,67}{162 \cdot 1,62} = 16,5 \text{ м/с}; \quad (6.59)$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяем ширину подошвы плотины B_n^{II} :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg} \varphi \cdot \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.60)$$

где φ – угол внутреннего трения по основанию, для галечно-песчанного основания принимаем 34° ;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, равный для второго класса плотины 1,2.

Далее для плотин на нескальном основании, задавая различные значения n , в данном случае от 0,1 до 1 с шагом 0,1, определяем несколько значений B_n , и заносим данные в таблицу 6.2 и строим два графика зависимости $B_n = f(n)$, рисунок 6.5. Точка пересечения этих графиков и есть ширина подошвы плотины.

Таблица 6.2 – Расчет длины подошвы плотины.

n	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$B_{n,м}^I$	30,25	30,84	31,65	32,74	34,17	36,09	38,71	42,44	48,16	58,19
$B_{n,м}^{II}$	36,60	34,86	33,28	31,83	30,50	29,28	28,16	27,11	26,15	25,24

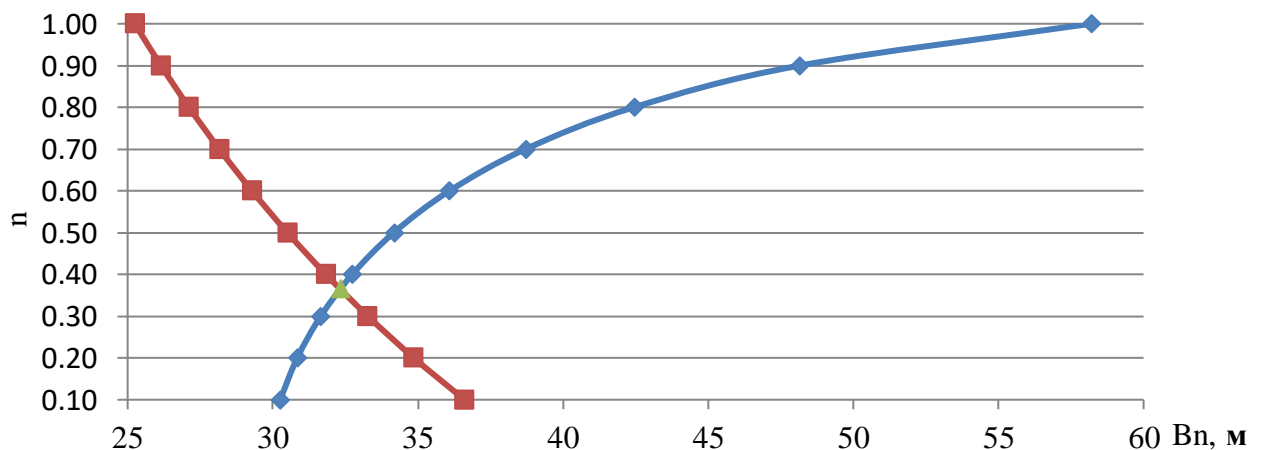


Рисунок 6.5 – График зависимости $B_n = f(n)$

Из графика получается, что точка пересечения графиков находится на отметке 32,32 м, чему и равняется длина подошвы плотины.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Так как основание плотины галечно-песчаное, проводим разрезку швами по осям бычков через каждый пролет. Ширина шва 4 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты. Расстояние между температурно-осадочными швами принимаем равным 15 м.

6.3.3 Быки

Принимаем разрезной бык состоящий из двух полу быков. При этом толщину пазового перешейка быка для рабочего затвора назначаем 0,8 м, а для аварийного 1 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы для плоского рабочего затвора принимаем шириной 1 м, пазы для ремонтного затвора принимаем шириной 0,5 м. Для обеспечения условий проведения ремонтных работ для ремонтного затвора размещаем пазы со стороны ВБ на расстоянии 1 м от рабочего затвора. Глубина пазов ремонтного затвора 0,5 м, рабочего затвора 0,7 м.

В нижнем бьефе отметка верха уступа быка принимается на 1 м. выше максимальной отметки уровня НБ, т.е. 118,35 м.

6.3.4 Устои

Между водосливной плотиной и аварийным водосбросом установлен разделительный устой шириной 1,5 м, между водосбросом и левобережной глухой частью плотины установлен устой шириной 1,5 м, а также между аварийным водосбросом и станционной частью ГЭС, шириной 4,5 м, для обеспечения плавного растекания воды в НБ.

6.3.5 Дренаж для тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем дренаж в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{i_{кр.г}} = \frac{39,15 \cdot 1,20}{25} \geq 1,88 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где $H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 143 - 103,85 = 39,15$ м – напор над расчетным сечением;

$\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$i_{кр.г} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины;

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 2,0 м, диаметр скважины принимаем равным 0,2 м, шаг скважин 3 м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены поперечные и продольные галереи. Продольные галереи расположены с шагом по высоте 15 м относительно друг друга.

Дренажная галерея располагается на отметке 107,45 м от подошвы плотины. Ширина галереи 3 м, высота 4 м.

Смотровая галерея расположена выше максимального уровня нижнего бьефа. Она служит для обеспечения самотечного отвода воды из вышележащей части плотины, контроля состояния бетона плотины и уплотнений швов, размещения контрольно-измерительной аппаратуры и др. Её ширина 2 м, высота 3 м.

6.3.7 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. В целях согласования водосбросной и станционной части принимается ширина плотины по гребню 30 метров.

6.4 Подземный контур плотины

6.4.1 Понур

Назначение понура – снижать фильтрационный расход и снижать противофильтрационное давление в основании плотины путем удлинения путей фильтрации

Так как основание галечно-песчанное принимаем бетонный понур.

Толщина бетонного понура $\delta_{\text{пон}}$ должна быть:

$$\delta_{\text{пон}} \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{18,68 \cdot 1,2}{15} = 1,49 \text{ м, принимаем } \delta_{\text{пон}} = 1,5 \text{ м,} \quad (6.62)$$

где ΔH – потеря напора от начала подземного контура до рассматриваемого сечения понура, равный 18,68 м.

$J_{cr.m}$ – критический средний градиент напора для материала понура, для бетона равняется 15.

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для сооружения II класса равен 1,2.

Длину понура принимаем равной H , где $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО}$, то есть $l_{\text{пон}} = 36 \text{ м}$.

6.4.2 Шпунтовая стенка

В гидротехническом строительстве применяют шпунты стальные, железобетонные и реже деревянные. Был выбран железобетонный с толщиной стенки 10 см и длиной, равной $0,5H$, т.е. 18 м.

6.4.3 Дренажные устройства в основании плотины

Дренаж предназначен для отвода фильтрующейся воды. Для галечно-песчаного основания принимаем двуслойный дренаж, состоящий из слоя крупного камня, толщиной 0,8 м. и слоя мелкого камня толщиной 0,7 м., под животиком плотины, и дренажные скважины шириной 0,2 м, отводящие фильтрационный поток в дренажную галерею.

6.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.5.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты. Под водобоем установлен однослойный дренаж, толщиной 1,5 м.

Для большего гашения на водобое размещена водобойная стенка.

Размеры водобойной плиты:

Длина водобойной плиты:

$$l_b = 0,8l_{пр} = 0,8 \cdot 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 0,8 \cdot 2,5(1,9 \cdot 9,16 - 1,62) = 31,57 \text{ м.} \quad (6.63)$$

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_b = 0,15 \cdot U_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 16,5 \cdot \sqrt{1,62} = 3,15 \text{ м;} \quad (6.64)$$

где δ_b – толщина водобойной плиты.

Была принята толщина плиты 3,15 м.

Ширина водобойной плиты равняется ширине водосливного фронта, т.е. 132 м.

6.5.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкций по течению постепенно уменьшаем, это достигается уменьшением толщины плит.

Толщина первой плиты рисбермы определена по следующей формуле:

$$t_p = \frac{\rho_B \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_B - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 2,12 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 1,89 \text{ м} \quad (6.65)$$

где $h_p = 2h_v \left(\frac{h_{кр.р}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 15,26 \cdot \left(\frac{4,31}{31,57} \right)^{1,34} = 2,12 \text{ м},$ (6.66)

где x – расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты (равняется длине водобойной плиты);

$$h_v = \frac{\alpha \cdot V_c^2}{2 \cdot g} = \frac{1,1 \cdot 16,5^2}{2 \cdot 9,8} = 15,26 \text{ м}, \quad (6.67)$$

где V_c – скорость в сжатом сечении;
 $h_{кр.р}$ – критическая глубина на рисберме;
 K_c – коэффициент запаса, не менее 1,25;

$$h_{кр.р} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_p^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 26,74^2}{9,81}} = 4,31 \text{ м}, \quad (6.68)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = \frac{Q_p}{B_p} = \frac{4331,67}{162} = 26,74 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.69)$$

где B_p – ширина рисбермы (равна ширине водобойной плиты).
 $\alpha = 1,1$.

Была принята длина рисбермы 30 м., три ряда плит, длиной 10 м. каждая.
 Для второй плиты рисбермы расстояние от сжатого сечения до плиты равняется сумме длины водобойной плиты и первой плиты рисбермы, т.е. 41,57 м.

Следовательно, толщина второй плиты рисбермы равняется

$$t_p = \frac{\rho_B \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_B - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 1,47 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 1,31 \text{ м},$$

где $h_p = 2h_v \left(\frac{h_{кр.р}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 15,26 \cdot \left(\frac{4,31}{41,57} \right)^{1,34} = 1,47 \text{ м},$

где x – расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты (равняется сумме длины водобойной плиты и первой плиты рисбермы);

Для третьей плиты рисбермы расстояние от сжатого сечения до плиты равняется сумме длины водобойной плиты, первой и второй плиты рисбермы, т.е. 51,57 м.

Следовательно, толщина третьей плиты рисбермы равняется

$$t_p = \frac{\rho_B \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_B - \rho_w)} = \frac{1000 \cdot 1,47 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 0,98 \text{ м,}$$

где $h_p = 2h_v \left(\frac{h_{кр.р}}{x} \right)^{1,34} = 2 \cdot 15,26 \cdot \left(\frac{4,31}{51,57} \right)^{1,34} = 1,10 \text{ м,}$

где x – расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты (равняется сумме длины водобойной плиты, первой и второй плиты рисбермы);

6.5.3 Ковш

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша.

Глубина ковша (м) от уровня воды в НБ определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_H}} = 1,05 \cdot \sqrt{\frac{26,74}{1,1}} = 5,18 \text{ м,} \quad (6.70)$$

где K_p – коэффициент, зависящий от условий размыва, равен 1,05;

q_p – удельный расход на рисберме;

V_H – неразмывающая скорость течения для галечно-песчаного грунта равна 1,1 м/с.

Длина ковша по низу равняется:

$$l_{кн} = 2 \cdot h_{кр.р} = 2 \cdot 4,31 = 8,62 \text{ м.} \quad (6.71)$$

Уклон первого откоса ковша принят 1:4, а второго 1:2.

Длина ковша по верху:

$$l_k = l_{кн} + a + b = l_{кн} + 4 \cdot c + 2 \cdot c = 8,62 + 4 \cdot 4,63 + 2 \cdot 4,63 = 36,4 \text{ м,} \quad (6.72)$$

где a – длина первого откоса по верху;

b – длина второго откоса по верху;

c – глубина ковша относительно дна.

Отметка ковша:

$$\nabla К = \nabla \text{УНБ}_{min} - h_{max} = 107,55 - 5,18 = 102,37 \text{ м,} \quad (6.73)$$

$$c = \nabla_{дно} - \nabla К = 107 - 102,37 = 4,63 \text{ м,} \quad (6.74)$$

6.6 Фильтрационный расчёт подземного контура

Полное противодействие определяется как сумма взвешивающего давления и фильтрационного.

Для расчета строим эпюры фильтрационного и взвешивающего давления, пример представлен на рисунке 6.6. Далее находим значения давления.

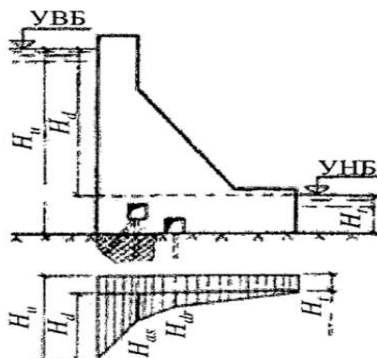


Рисунок 6.6 – Схема к расчету противодействия

6.6.1 Построение эпюры противодействия методом удлиненной контурной линии

Подземный контур плотины со всеми элементами вычерчен в масштабе 1:500. За непроницаемую часть контура была принята длина линии тока от начала понура до вертикального дренажа.

Была установлена расчетная глубина фильтрации T_p относительно дна русла реки. Для этого вначале была найдена глубина активной зоны фильтрации T_a относительно дна русла для однородного проницаемого основания (без водоупора). T_a определяют по таблице:

l_0 – длина проекции подземного контура на горизонталь;

S_0 – длина проекции подземного контура на вертикаль.

$l_0 = 50$ м;

$S_0 = 23,2$ м;

$l_0/S_0 = 2,16$,

Следовательно:

$$T_a = 0,8 \cdot S_0 + 0,5 \cdot l_0 = 0,8 \cdot 23,2 + 0,5 \cdot 50 = 43,56 \text{ м.} \quad (6.75)$$

Т.к. водоупор в основании отсутствует принимаем $T_p = T_a = 43,56$ м, т.е. на расстоянии T_p от дна находится виртуальный водоупор.

Далее было вычислено $T_{cp} = 38,06$ м, среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура, включая участки дна в верхнем бьефе и под телом плотины, до виртуального водоупора.

$$T_{\text{ср}} = \frac{43,56+42,06++38,41++20,41+38,41+40,41+43,99}{7} = 38,16 \text{ м,}$$

Схема к фильтрационному расчету подземного контура методом удлиненной контурной линии представлен в приложении Д. Для того чтобы учесть дополнительные потери напора на входе потока в грунт основания и на выходе из него было высчитано $\lambda = 0,44 \cdot T_{\text{ср}} = 0,44 \cdot 38,16 = 16,75 \text{ м}$. На эпюре от точки 1 влево и точки 11 вправо откладывается λ .

Расчетная схема контура фильтрационного потока представлена в приложении Д.1.

6.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.7.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес в 1 п.м. водосливной части плотины определяют по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{571,64 \cdot 12 \cdot 24}{12 + 3} = 10975,49 \text{ кН,} \quad (6.76)$$

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

b – ширина пролета;

$\delta_{\text{Б}}$ – толщина быка;

$\rho_{\text{Б}}$ – плотность бетона.

Площадь поперечного сечения сооружения и точка приложения равнодействующей веса плотины были определены с помощью программы AutoCad.

Вес быка и его центр тяжести определяют аналогично:

$$G_{\text{Б}} = \frac{S_{\text{Б}} \cdot \delta_{\text{Б}} \cdot \gamma_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1355,86 \cdot 3 \cdot 24}{12 + 3} = 6508,13 \text{ кН.} \quad (6.77)$$

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

Вес плоского затвора высчитан по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_{\text{з}} \approx 0,055 f \sqrt{f g} = 0,055 \cdot 114 \cdot \sqrt{114} \cdot 9,81 = 656,73 \text{ кН,} \quad (6.78)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (145 - 136 + 0,5) \cdot 12 = 114 \text{ м}^2, \quad (6.79)$$

Вес затвора приводим к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{656,73}{12+3} = 43,782 \text{ кН.} \quad (6.80)$$

6.7.1.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- со стороны ВБ:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 39,15^2}{2} = 7663,61 \text{ кН,} \quad (6.81)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 143 - 103,85 = 39,15 \text{ м;}$

- со стороны НБ:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,7^2}{2} = 68,45 \text{ кН,} \quad (6.82)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБmin}} - \nabla_{\text{под}} = 107,55 - 103,85 = 3,7 \text{ м;}$ (6.83)

6.7.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_w = 159,97 \cdot 10 = 1599,7 \text{ кН,} \quad (6.84)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая, при этом размерность ординат эпюры [м. вод. ст.].

6.7.1.4 Сила фильтрационного давления

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на подошву плотины:

$$W_\phi = \gamma_w S_{\text{эп}} = 10 \cdot 145,77 = 1457,7 \text{ кН,} \quad (6.85)$$

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

6.7.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_H = \gamma_H h_H tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.86)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии (10 кН/м^3);
 h_H – толщина слоя наносов (2м);
 φ_H – угол внутреннего трения наносов 20° .

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.87)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{гр} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_B \cdot \delta_{пюн}) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.88)$$

где $c = 0$ – сцепление грунта.
 $\varphi_{гр} = 34^\circ$ – угол внутреннего трения скального грунта.

$$p'_{гр} = (10 \cdot 2 + 24 \cdot 1,5) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{34}{2} \right) = 15,84 \text{ кПа}$$

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

$$p''_{гр} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр} + \gamma_B \cdot h_B) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.89)$$

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{гр}^{взв}$ равняется:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 19 - (1 - 0,35) \cdot 10 = 12,5 \text{ кН/м}^3, \quad (6.90)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта;
 n_0 – пористость сухого грунта;
 γ_w – удельный вес воды.

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 12,5 \cdot 3,65 + 24 \cdot 1,5) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{34}{2} \right) = 28,76 \text{ кПа},$$

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{15,84 + 28,76}{2} \cdot 3,65 = 81,4 \text{ кПа}. \quad (6.91)$$

6.7.1.6 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.92)$$

где $h_{1\%} = 1,463$ м – высота волны 1% обеспеченности,
 $\bar{\lambda} = 13,14$ м – средняя длина волны.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,463 \cdot \left(\frac{13,14}{3,14} + \frac{0,51}{2} \right) = 32,38 \text{ кН},$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,463^2}{13,14} = 0,51 \text{ м}, \quad (6.93)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже ∇ НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{13,14}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,463 = 1,54 \text{ м}. \quad (6.94)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%}$ над ∇ НПУ, а другая не ниже ∇ НПУ на $8h_{1\%}$.

6.7.2 Оценка прочности плотины

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы, нагрузки и воздействия на плотину со стороны ВБ и НБ представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Нагрузки и воздействия на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	7663,61	13,05	100010,1
Тн	1	←	68,45	1,23	-84,2
Гб	0,95	↓	6360,47	8,16	-51900,9
Гпл	0,95	↓	9697,11	2,06	-19976,1
Wвзв	1	↑	329,00	0,00	0,0
Wф	1	↑	122,60	3,40	416,8
qз	0,9	↓	39,40	7,9	-311,3
WпрВБ	1	↓	1844,9	13,52	-24943,1
WпрНБ	1	↓	11,60	15,49	179,7

Продолжение таблицы 6.3

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
WпрН	1	↓	36,10	14,98	-540,8
Wволн	1	→	32,38	37,61	1217,8
Ea	1,2	→	37,20	0,69	25,7
En	1,2	→	11,76	3,82	44,9
ΣN		↓↑	17538,0		
		ΣM	4138,6		

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{17538,0}{32,32} + \frac{6 \cdot 4138,6}{32,32^2} = -518,9 \text{ кН/м}^2, \quad (6.95)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_{Π} – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.96)$$

$$\sigma_x^u = -518,9 \cdot 0 - 10 \cdot 39,15 \cdot (1 - 0) = -391,5 \text{ КПа},$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 $H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошва}} = 143 - 103,85 = 39,15 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;
 $m_u = \tan \alpha_1$,

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

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 39,15 - 394,2) \cdot 0 = 0 \quad (6.97)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^u = -518,9 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 39,15 \cdot 0 = -518,9 \text{ КПа}$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 39,15 = -391,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.99)$$

–для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{17538,0}{32,32} - \frac{6 \cdot 4138,6}{32,32^2} = -566,4 \text{ КПа}, \quad (6.100)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.101)$$

$$\sigma_x^t = -566,4 \cdot (0,63)^2 - 10 \cdot 3,7 \cdot (1 - (0,63)^2) = -247,1 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где $\alpha_2 = 58^\circ$ – угол между низовой гранью и горизонталью;
 $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошва}} = 107,55 - 103,85 = 3,7 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.102)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3,7 - 566,4) \cdot (0,63) = 333,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.103)$$

$$\sigma_3^t = -566,4 \cdot (1 + (0,63)^2) + 10 \cdot 3,7 \cdot (0,63)^2 = -776,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,7 = -37 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.104)$$

Результаты расчетов напряжений представлены в таблице 6.4:

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напорная грань		Низовая грань	
σ_y^u	-518,9	σ_y^t	-566,4
σ_x^u	-391,5	σ_x^t	-247,1
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	333,5

Продолжение таблицы 6.4

Напорная грань		Низовая грань	
σ_3^u	-391,5	σ_3^t	-776,5
σ_1^u	-518,9	σ_1^t	-37

6.8 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.105)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$;

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}}, \quad (6.106)$$

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 776,5}{0,9} = 1035,33 \text{ кН/м}^2.$$

Исходя из данного условия предварительно принимается класс бетона В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1035,33 \text{ кН/м}^2.$$

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.107)$$

$$- 518,9 \text{ кН/м}^2 < 0$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.108)$$

$$518,9 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 39,15.$$

$$518,9 \text{ кН/м}^2 \geq 97,88 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.9 Расчет устойчивости плотины

Таблица 6.5 – нагрузки на плотину для расчета сдвига.

Нагрузка	γ_f	Сила, кН
T_B	1	8466,60
T_H	1	163,80
G_6	0,95	6544,97
$G_{пл}$	0,95	10426,71
$W_{взв}$	1	1599,60
$W_{ф}$	1	1457,80
E_a	1,2	97,68
q_3	0,9	39,40
$W_{прВБ}$	1	1844,9
$W_{прНБ}$	1	11,60
$W_{прН}$	1	36,10
$W_{волн}$	1	32,38
E_H	1,2	11,76

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.109)$$

где $\gamma_{cd} = 1$ – для поверхностей сдвига, проходящих по контакту бетон-галично-песчаное основание.

Расчитываем R и F используя данные таблицы 6.5:

$$R = N \cdot \operatorname{tg} \varphi = (G_6 + G_{пл} + q_3 + W_{прВБ} + W_{прНБ} + W_{прН} - W_{ф} - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi = (6544,97 + 10426,71 + 39,40 + 1844,90 + 11,60 + 36,10 - 1599,70 - 1457,80) \cdot 0,67 = 15715,18 \cdot 0,67 = 10616,94 \text{ кН/м.} \quad (6.110)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,67$ – внутреннее трение для грунта основания;

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_a = 8466,60 - 163,80 + 32,38 + 11,76 + 97,68 = 8444,62 \text{ кН/м.} \quad (6.111)$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{10616,94 \cdot 1}{8444,62 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,26 \geq 1,2.$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Новобурейского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность

7.1 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Новобурейского гидроузла

7.1.1 Общие сведения о районе строительства

Новобурейская ГЭС расположена в Амурской области на реке Бурей.

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

Образуется слиянием рек Правая Бурей и Левая Бурей. Исток Правой Буреи на южных склонах хребта Эзоп, Левой — на западных склонах хребта Дуссе-Алинь. Длина реки — 623 км (от истоков Правой Буреи — 739 км), площадь водосборного бассейна — 70 700 км².

Климат бассейна имеет черты резко континентального и муссонного климата. Температура зимы -27°, лета +21°С. Минимальная зимняя температура -38°С. В горной части бассейна выпадает 800 мм осадков, в равнинной — 600 мм (преимущественно летом).

Видовой состав:

Животный мир Амурской области богат и разнообразен. В нем отмечается оригинальное сочетание северных и южных видов, различающихся по-своему географическому происхождению. Представители севера обитают в лесах, а южане по происхождению, выходцы из Юго-Восточной Азии, занимают лесостепные пространства юга. На территории области обитают 64 вида млекопитающих, более 320 видов птиц, 9 видов пресмыкающихся, 6 видов земноводных; в реках и озерах — свыше 70 видов рыб.

Наибольшую площадь распространения занимает восточносибирский фаунистический комплекс. Типичные представители восточносибирской фауны (светлохвойной тайги) — лось, соболь, россомаха, каменный глухарь, черный дятел, кедровка; из рыб - хариус, таймень, ленок, налим. В бассейны рек Селемджи и Буреи проникают с северо-востока и востока элементы охотско-камчатской фауны (темно-хвойной тайги) — кабарга, дикуша, малый еловый дровосек, охотский сверчок, сеноставки, оливковый дрозд.

К широко распространенным животным лесной зоны относятся белка, рысь, бурый медведь, сойка, большой пестрый дятел, живородящая ящерица, а из видов, общих с тундровой зоной, — северный олень, заяц-беляк, белая куропатка. С юга в тайгу проникают изюбр, енотовидная собака, голубая сорока.

Растительность области богата и разнообразна. Главные ее особенности - обилие видов растений и контрастность растительного покрова. Флора насчитывает около 2000 видов высших растений, из которых 21 редкий вид

занесен в Красную книгу. Представители этой флоры - бархат амурский, орех маньчжурский, лимонник китайский, виноград амурский, корейская кедровая сосна, элеутерококк колючий и многие другие - распространены главным образом на востоке Зейско-Буреинской и Архаринской равнин, по отрогам Буреинского хребта и Малого Хингана и значительно реже на островах и поймах крупных рек.

7.1.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

Гидроэнергетические объекты оказывают существенное влияние на окружающую природную среду. Это влияние является локальным.

При рассмотрении влияния гидроэнергетических объектов на окружающую среду необходимо различать период строительства гидроэнергетических объектов и период их эксплуатации.

Первый период сравнительно кратковременный – несколько лет. В это время в районе строительства нарушается естественный ландшафт. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями – частицами песка, глины и т. п. Возможно загрязнение воды коммунально-бытовыми стоками строительного посёлка.

Подъём уровня воды в верхнем бьефе начинается обычно в период строительства. В результате производного при этом наполнении водохранилища изменяются расходы и уровни воды в нижнем бьефе.

В период строительства Новобуреской ГЭС будут проводиться следующие виды работ:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

Изменение процессов переноса наносов;

Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Буреи в нижнем бьефе Новобурейского гидроузла;

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

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

Природоохранные мероприятия при строительстве и эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими законодательными и нормативными документами:

Конституция РФ (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);

Федеральный закон «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;

Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;

Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;

Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996;

Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года № 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 № 69-ФЗ);

Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года № 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 № 309-ФЗ);

Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 года № 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 № 186-ФЗ);

Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 года № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 № 75-ФЗ);

Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 года №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 № 333-ФЗ);

Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;

Водный кодекс РФ № 74-ФЗ от 03.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.);

Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006;

Другие нормативные документы РФ.

7.1.3 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Проектируемый Новобурейский ГУ расположен на территории Амурской области.

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;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- 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.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с

выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

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 древеснокустарниковой 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;

7.1.4 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, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;

размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;

- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;

- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

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 первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.1.5 Водоохранные мероприятия по 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 маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – 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 уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарнотехнического 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 Новобурейского 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 р. Буря является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Для ликвидации возможных источников загрязнения водных объектов, земельных ресурсов необходимо провести следующие виды работ:

1) очистка и обработка территории сносимых населенных пунктов, хозяйственных и животноводческих объектов;

2) лесочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.

3) перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Буря невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Строительство очистных

сооружений в населенных пунктах не требуется. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющих на территории строительства Новобурейской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб природному комплексу, памятникам культуры и в целом экосистеме зоны влияния Новобурейской гидроэнергокомплекса с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

7.1.6 Отходы, образующиеся при строительстве

В период строительства будет выполняться большой объём строительно-монтажных работ, следовательно, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Древесные отходы (Код отхода по ФККО-2014 1 152 110 01 215):

$$M=S \cdot q, \text{ т}, \quad (7.1)$$

$$M=49700 \cdot 1700=84490000 \text{ т}.$$

где $q=1700 \text{ т/км}^2$, удельное значение образования древесины;
 $S=49700 \text{ га}$, площадь лесосводки.

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M= \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – объём бетонных работ, м^3 (810014 м^3),
 q - удельный норматив образования, % ($q=1,8\%$),
 ρ - плотность бетона, т/м^3 ($\rho=2,5 \text{ т/м}^3$).

$$M= \frac{810014 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 36450,63 \text{ т}.$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

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

где N – количество арматуры, (72 т),

q - удельный норматив образования, % ($q=1,0\%$),
 ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho=2,0$ т/м³).

$$M = \frac{72 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,44 \text{ т,}$$

Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

7.1.7 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г. (изменён 13.07.2015 г).

7.2 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Новобурейской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации о безопасности ГЭС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГЭС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГЭС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений 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 Акте 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 предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.3 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергообеспечивающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой Новобурейской ГЭС следует считать:

- обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса;
- гарантия условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений норм по охране труда, но и предупреждение возможности их возникновения;
- формирование у работников безопасного поведения на производстве и навыков предупреждения опасных ситуаций;
- постоянное улучшение условий труда.

Организацию работы по технике безопасности, охране труда на Новобурейской ГЭС должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя назначается лица, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: служба охраны труда и производственного контроля, уполномоченные по охране труда, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- соблюдение требований законодательных и иных нормативных правовых актов Российской Федерации в области охраны труда;
- обучение работников ГЭС по охране труда и проверку знаний требований охраны труда;
- Все работники должны быть застрахованы от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- все работники ГЭС должны быть обеспечены необходимыми и соответствующими средствами индивидуальной защиты, исправным инструментом, приспособлениями и средствами производства;
- обеспечивать безопасность работников, при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений;
- приводить санитарно-гигиенических условий труда на рабочих местах в соответствие с нормами;
- осуществлять контроль за соблюдением требований охраны труда на объектах ГЭС;
- мотивировать работников к безусловному соблюдению требований охраны труда;
- обеспечивать выявления, оценки и снижения рисков в области охраны труда;
- внедрение и использование передовых технологий, обеспечивающих безопасные условия труда на рабочих местах;
- финансирование и обеспечение необходимыми материально-техническими ресурсами для реализации политики организации в области охраны труда;
- постоянное усовершенствование и функционирование системы управления охраной труда.

На Новобурейской ГЭС планирование мероприятий по охране труда, организация их исполнения, постоянный контроль, учет, анализ и оценка проводимой работы должны осуществляются в соответствии с:

- рекомендациями Министерства здравоохранения и социального развития РФ;
- нормативными документами по охране труда;
- отраслевым (тарифным) соглашением;
- коллективным договором (соглашением по охране труда);

- выводами из анализа производственного травматизма и профессиональной заболеваемости на основе материалов расследования и другого информационного материала;

- результатами контрольных проверок состояния охраны и условий труда;
- предложениями комиссий и уполномоченных лиц по охране труда;
- предписаниями органов государственного и ведомственного надзора;
- организационно-распорядительными документами вышестоящих органов управления.

Руководством Новобурейской ГЭС охрана труда должна обеспечиваться в соответствии с действующим законодательством. Основными из которых являются Трудовой кодекс РФ (ТК РФ), Гражданский кодекс РФ (ГК РФ) и Федеральный закон от 17 июля 1999 г. № 181-ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации".

Основные законодательные акты, обеспечивающие безопасные и безвредные условия труда, представлены ТК РФ.

ГК РФ устанавливает ответственность работодателей вследствие причинения вреда работнику на производстве, а также определяет формы и размер возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью гражданина.

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

7.4 Пожарная безопасность

7.4.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- 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.

7.4.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрорегенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). 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.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.4.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. на дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. при замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. в помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно

проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. при реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке.

Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. в аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отса или из самой верхней части потолка.

8. при естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

8 Определение технико-экономических показателей

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	58,33	58,33	58,33	58,33
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	233320	233320	233320	233320
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	2333,2	2333,2	2333,2	2333,2
Объём реализации электроэнергии	МВт·ч	230986,8	230986,8	230986,8	230986,8
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1042	1077	1110	1143
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	240,69	248,77	256,40	264,02
НДС к выручке	млн.руб	40,11	41,46	42,73	44,00

Вывод: Из-за ежегодных изменений тарифов на электроэнергию, а именно их увеличение, изменяется выручка от реализации и соответственно НДС к выручке, при остальных неизменных показателях. Например выручка от реализации меняется между 2021 и 2022 годами на 8,08 млн.руб, а НДС на 1,35 млн.руб, при том, что объёмы реализации не изменились.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	89,33
Прочие	274	95,91
Итого по ГЭС		185,24

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 100 МВт до 399 МВт	0,060%	0,090%	0,140%	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,3 тыс.руб/МВт	47,388
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	3,317
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,962
Итого		51,667

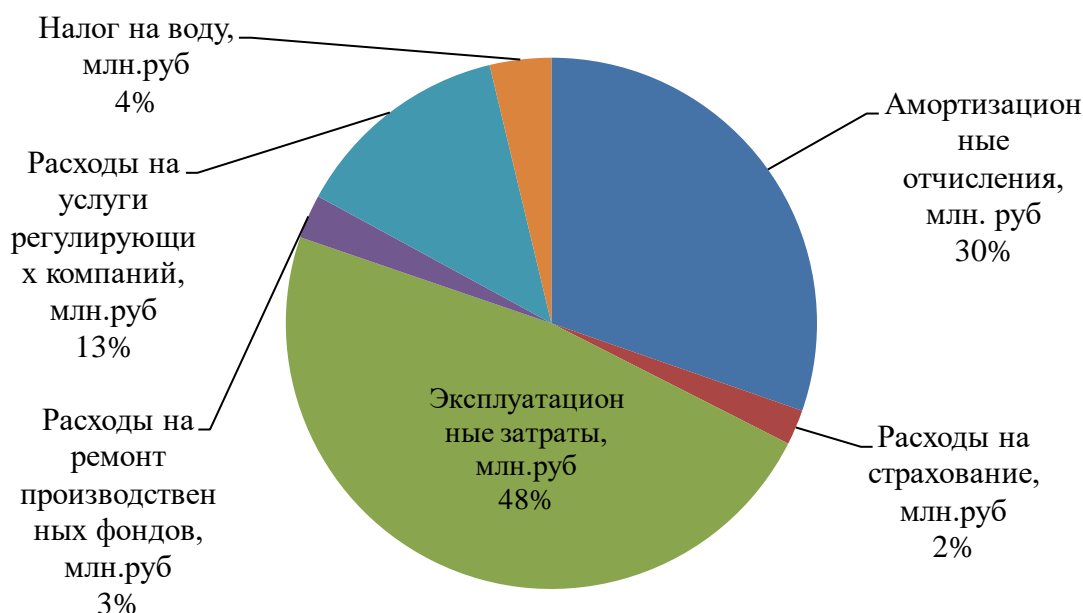
Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	117,63	192,18	224,39	300,20
Расходы на страхование, млн.руб.	8,31	14,35	15,44	20,50
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	185,24	185,24	185,24	185,24
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	10,38	17,94	19,30	25,63
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	51,67	51,67	51,67	51,67
Налог на воду, млн.руб.	14,52	14,52	14,52	14,52
Итого, млн.руб.	387,75	475,89	510,55	597,75

Вывод: Наибольшую часть затрат составляет амортизация, каждый год она увеличивается, что объясняет рост затрат в целом, расходы на страхование составляют наименьшую часть, расходы на ремонт производственных фондов каждый год увеличиваются, потому что растут производственные фонды, расходы на услуги регулирующих компаний, налог на воду и эксплуатационные затраты являются постоянными. Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).



Для

Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	545,36	585,20	593,43	591,40
НДС, млн.руб.	480,68	468,48	496,07	506,24
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	6,29	6,29	6,29	6,29
Налог на имущество, млн.руб.	17,15	30,77	33,95	45,59
Итого, млн.руб.	1049,48	1090,74	1129,74	1149,53

Вывод: Плата по налогу на прибыль растёт из-за увеличения прибыли, выплаты по НДС растут, взносы в социальные фонды остаются неизменными,

т.к. не зависят от роста прибыли, выплата по налогу на имущество растёт, т.к. увеличивается имущество.

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта			
	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	1265,28	4802,06	4939,07	5167,59
Текущие расходы, млн.руб.	166,50	219,06	223,34	223,34
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	1098,77	4583,00	4715,74	4944,26
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	219,75	916,60	943,15	988,85
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	879,02	3666,40	3772,59	3955,41
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00

С каждым годом реализации проекта сумма CF (денежного потока) увеличивается, рисунок 8.2.

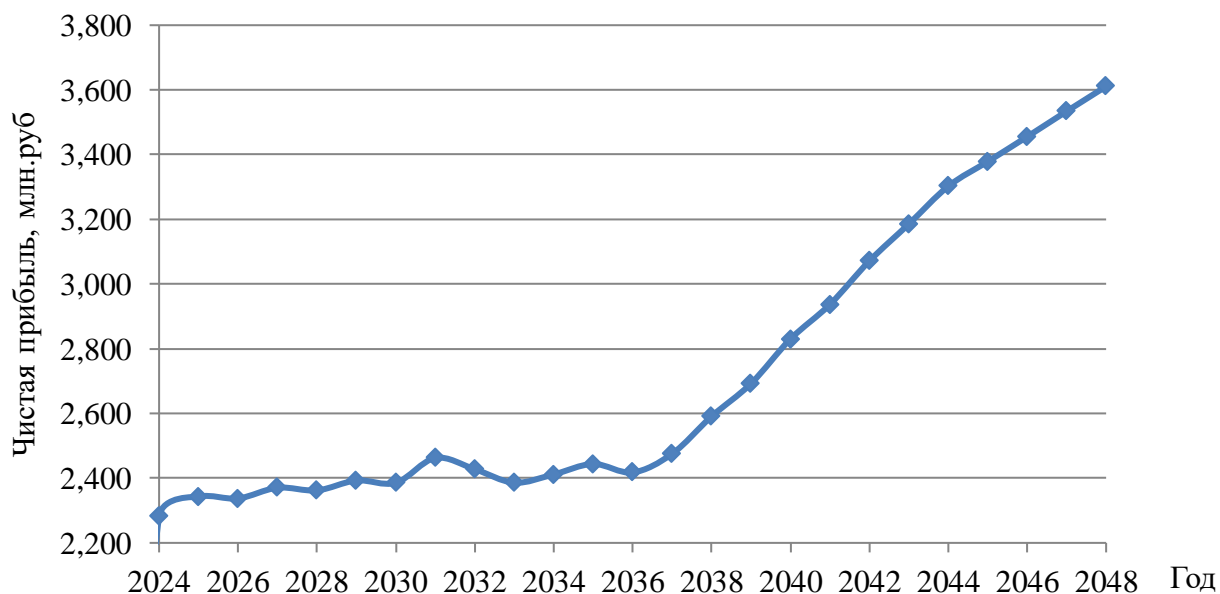


Рисунок 8.2 – Изменение чистой прибыли по проекту, млн. руб.

Вывод: Выручка каждый год увеличивается в связи с увеличением продаж электроэнергии, текущие расходы растут, валовая прибыль

увеличивается, прибыль до налогообложения варьируется (в 2026 уменьшилась, в 2027 увеличилась, в 2028 снова уменьшилась), скорректированный налог на прибыль также варьируется в зависимости от прибыли до налогообложения, чистая прибыль варьируется в зависимости от года наряду с скорректированным налогом и прибылью до налогообложения. График кеш-фло по проекту представлен на рисунке 8.3.



Рисунок 8.3 – Кеш-фло по проекту

8.3 Оценка инвестиционного проекта

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

8.3.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

в) Приложение к приказу «РАО «РусГидро» от от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия РАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.)

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Новобурейской ГЭС составляет 50 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность (НПВ)

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Новобурейской ГЭС на реке Буря»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	124
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	4680,55
Индекс прибыльности – PI, руб.	2,03
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	18,14
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,54
Удельные капиталовложения, руб/Квт	74974,29

Проект строительства Новобурейской ГЭС является эффективным, так как индекс прибыльности больше 1.

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	0,01	0,01	114,30	1011,95	1080,16
В региональный бюджет, млн.Рублей	10,93	24,24	22,01	19,58	17,15
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	10,94	24,25	136,31	1031,53	1097,31

8.3.4 Анализ чувствительности

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

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

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

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

График изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов представлен на рисунке 8.4.

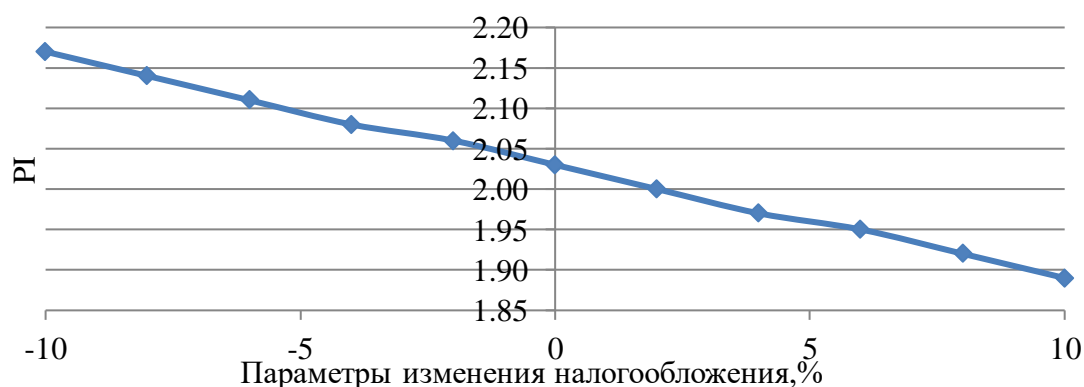


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI.

График Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта представлен на рисунке 8.5.

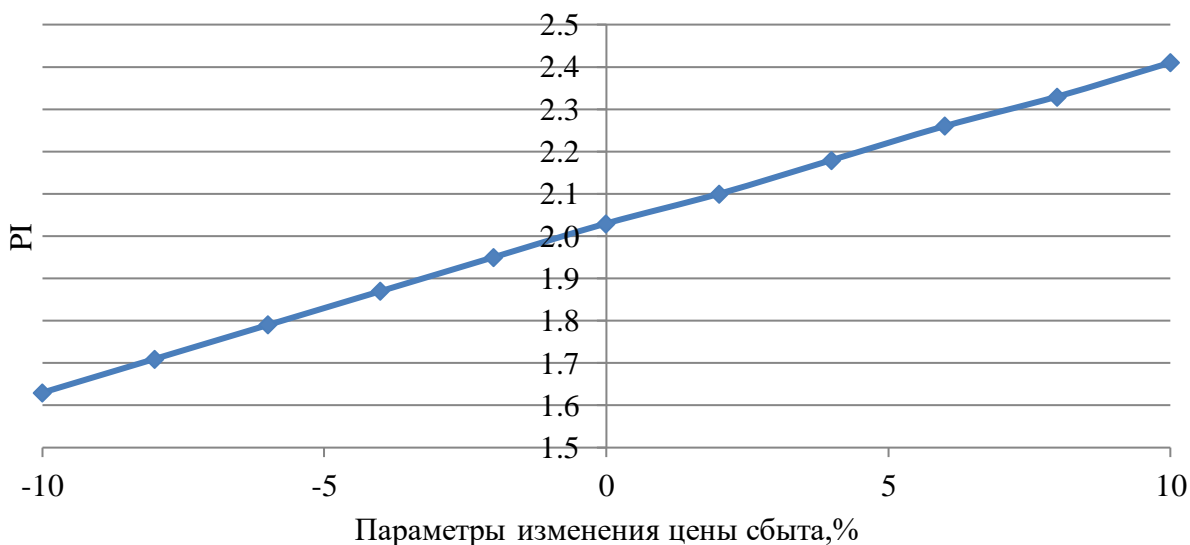


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 8.5.

График Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлен на рисунке 8.6.

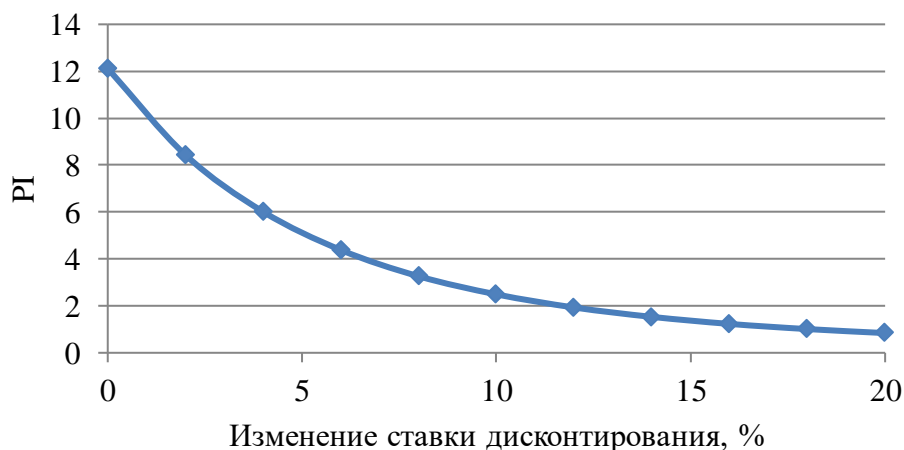


Рисунок 8.6 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: При увеличении ставки дисконтирования – уменьшается величина PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- уменьшение цены электроэнергии;
- увеличение объема инвестиций продукции.

Можно сделать вывод, что представленный проект Новобурейской ГЭС на реке Буря, установленной мощностью 350 МВт с экономической точки зрения целесообразен и экономически оправдан.

Данный вывод может быть сделан на основе следующих показателей:

NPV=4680,55 млн.руб.

PI=2,03

Срок окупаемости проекта равен 10 лет и 4 месяца

Себестоимость электроэнергии 0,54 руб./кВт·ч

Удельные капиталовложения 74974,29 руб/Квт.

9 Установки и системы автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации на подстанциях

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств.

Горение – это быстропротекающее физико-химическое превращение веществ, сопровождающееся выделением тепла и света.

Пожар – это неконтролируемое горение, развивающееся во времени и пространстве опасное для людей и наносящее материальный ущерб.

Риск возникновения пожара на трансформаторных подстанциях достаточно не велик, так как эти электроустановки обладают современными системами защиты.

Однако в виду катастрофичности последствий такого пожара, на этих объектах все равно рекомендуется устанавливать систему пожарных сигнализаций и систем автоматического пожаротушения.

Трансформаторная подстанция, являясь сложным технологическим объектом, должна эксплуатироваться по определенным правилам и инструкциям, электротехническим персоналом высокого уровня. Причин аварий и пожаров на подстанции много, некоторые случаются часто, некоторые случаи единичны. Поэтому давайте разберем наиболее часто встречающиеся и распространенные причины возгорания подстанций:

1. Ошибочные действия электротехнического персонала. Возникают они из-за низкой квалификации, невнимательности, нарушения оперативной дисциплины при выполнении обязанностей. Чаще всего, подача напряжения на неисправное или находящееся в ремонте оборудование.

2. Некачественный электромонтаж или ремонт. К этим причинам можно отнести такие недоработки как плохая регулировка приводов коммутационных аппаратов, плохо протянутые контакты, заводские дефекты электрооборудования. Не затянутые контакты под нагрузкой начинают греться и гореть, возникает электрическая дуга и, если защиты настроены плохо возникает пожар на подстанции.

3. Неисправности в сетях релейной защиты и автоматики. Неисправности могут быть следующие: неправильно настроенные токовые уставки, вследствие чего неселективное срабатывание защиты или ее отказ в момент короткого замыкания. Нарушение изоляции или обрывы проводов, в цепях оперативного тока, неисправность релейных или микропроцессорных блоков защиты.

4. Однофазные замыкания на землю в сетях 6-35кВ. При замыкании на землю возникают перенапряжения, которые приводят к пробое изоляции и возникновению электрической дуги, а также к разрушению изоляторов, оплавлению шин и проводов.

5. Грозовые и коммутационные перенапряжения в электрических сетях. Перенапряжения могут стать причиной повреждения изоляции

электрооборудования, поэтому устройства грозозащиты подстанций и линий электропередач, должны быть в исправном состоянии и проходить регулярные проверки, в установленные нормативами сроки.

Пожары на трансформаторных подстанциях могут серьезно повлиять на процесс энергоснабжения потребителей и, соответственно, доходы и активы сетевого предприятия. Также пожары создают угрозу для здоровья и жизни персонала, аварийных бригад и людей случайно оказавшихся вблизи. Понимание причин возникновения пожара и принятие необходимых противопожарных мер – в частности установки противопожарной сигнализации и систем автоматического пожаротушения на объекте – позволяют вовремя обнаружить возгорание, остановить его и, таким образом, смягчить последствия пожара. Именно поэтому системы противопожарных сигнализаций и автоматик пожаротушения должны обязательно учитываться при проектировании любых трансформаторных подстанций, будь то узловая распределительная подстанция, главная понизительная подстанция или трансформаторный пункт.

Т.к. подстанции по большей части автономны и автоматизированы и их обслуживают только выездные бригады, встаёт вопрос об использовании автоматических установок пожаротушения.

Автоматические установки пожаротушения (АУП) – это система взаимосвязанных устройств необходимых для обнаружения пожара на ранних стадиях развития, и его тушения. Автоматическая установка пожаротушения чаще всего используется совместно с автоматической пожарной сигнализацией и системой оповещения и управления эвакуацией, а в совокупности вся эта система называется-автоматическая система пожаротушения.

АУП предназначены для:

- снижения масштаба разрушения оборудования, зданий и сооружений;
- снижения общего экономического ущерба;
- снижения риска возможного нанесения вреда здоровью и жизни людей.

9.1.1 Классификация систем автоматического пожаротушения

Виды автоматических установок пожаротушения подразделяются по виду огнетушащего вещества и способу подачи огнетушащих веществ к месту возгорания, по конструктивному исполнению, по способу пуска. В современных условиях имеется следующая классификация:

1. По виду огнетушащего вещества:

- водяные
- пенные
- газовые
- порошковые
- аэрозольные

2. По способу тушения:

- по объему
- по площади
- локальное

3. По конструктивному исполнению:

- агрегатные
- модульные
- спринклерные
- дренчерные

4. По способу пуска:

- ручной пуск (местный и с дистанционным пуском)
- с автоматическим пуском
- с основным автоматическим и дублирующим ручным пуском

9.1.2 Классификация систем автоматического пожаротушения по виду огнетушащего вещества.

9.1.2.1 Автоматические системы водяного пожаротушения

Система автоматического водяного пожаротушения объектов подстанции предназначена для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара оборудования и технологических помещений с повышенной пожарной опасностью. Водяные установки пожаротушения подразделяются на спринклерные и дренчерные. Водяные установки пожаротушения доступны, достаточно экономичны в плане огнетушащего вещества.

Спринклерные установки пожаротушения – это системы, состоящие из спринклеров (оросителей), вмонтированных в трубопровод, в котором вода или воздух (в зависимости от системы) находятся под давлением (схема спринклерной установки пожаротушения представлена на рисунке 9.2). Принцип действия основан на падении давления в системе. Во время пожара температура в помещении повышается до тех пор, пока термочувствительный элемент в спринклере не разрушится. Термочувствительные элементы в зависимости от температуры разрушения имеют внутри спиртовую жидкость разного цвета. После того как произошло разрушение термочувствительного элемента вода или водный раствор начинает вырываться наружу, давление в системе падает, срабатывает узел управления жидкости, а также запускается насос в насосной станции. Спринклер и его конструкция изображены на рисунке 9.1.

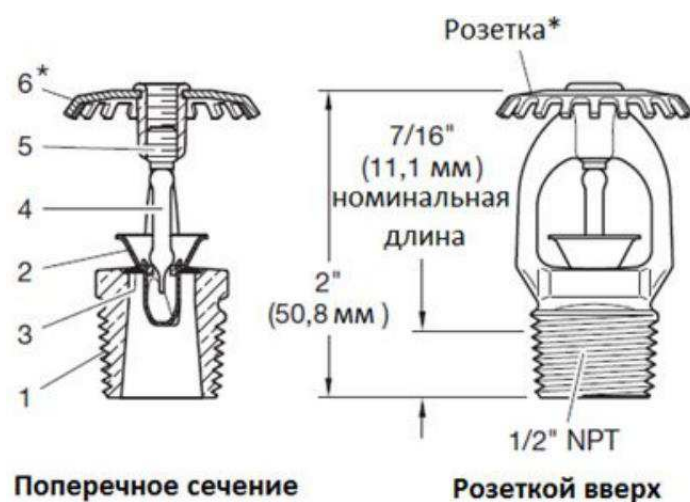


Рис. 9.1. – конструкция спринклера

- где
- 1 – корпус;
 - 2 – центрирующий колпачок;
 - 3 – диафрагма;
 - 4 – термоколба;
 - 5 – прижимной винт;
 - 6 – розетка (температура срабатывания указана на розетке)

Насосные станции – это помещения, в которых расположены насосы и питающий водопровод. К проектированию и строительству станций применяются специальные требования. Кроме того, насосов должно быть два, основной и резервный.

Дренчерные системы пожаротушения – в общих чертах похожи на спринклерные, но в отличие от них не имеют термозамка (схема дренчерной установки пожаротушения представлена на рисунке 9.2). То есть, все время открыты. Во время пожара вода распространяется из всех дренчеров, производя тушение по всему объёму помещения, а не только непосредственно над очагом пожара (как в случае с спринклерными). Такие системы наносят значительный ущерб после сработки, и только высококвалифицированные специалисты могут грамотно и наиболее экономно подобрать оборудование и установить, и в дальнейшем обслуживать систему пожаротушения.

Схема системы водяного пожаротушения спринклерного типа

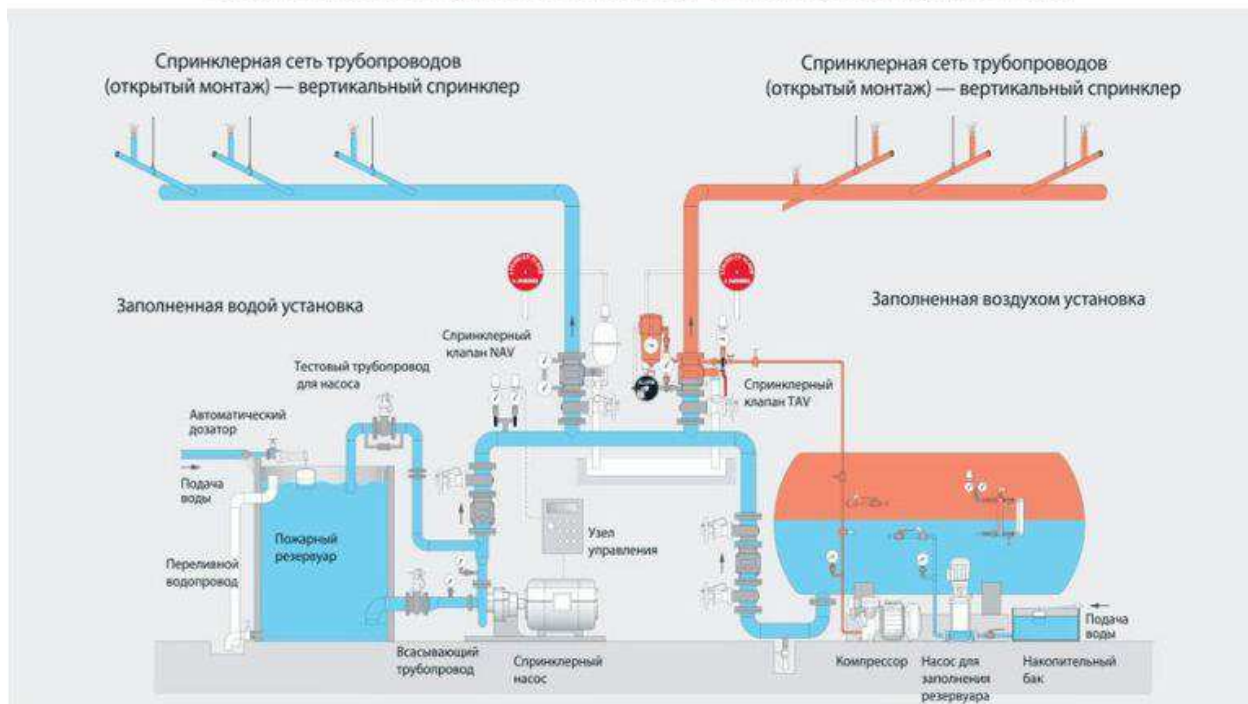


Схема системы водяного пожаротушения дренчерного типа

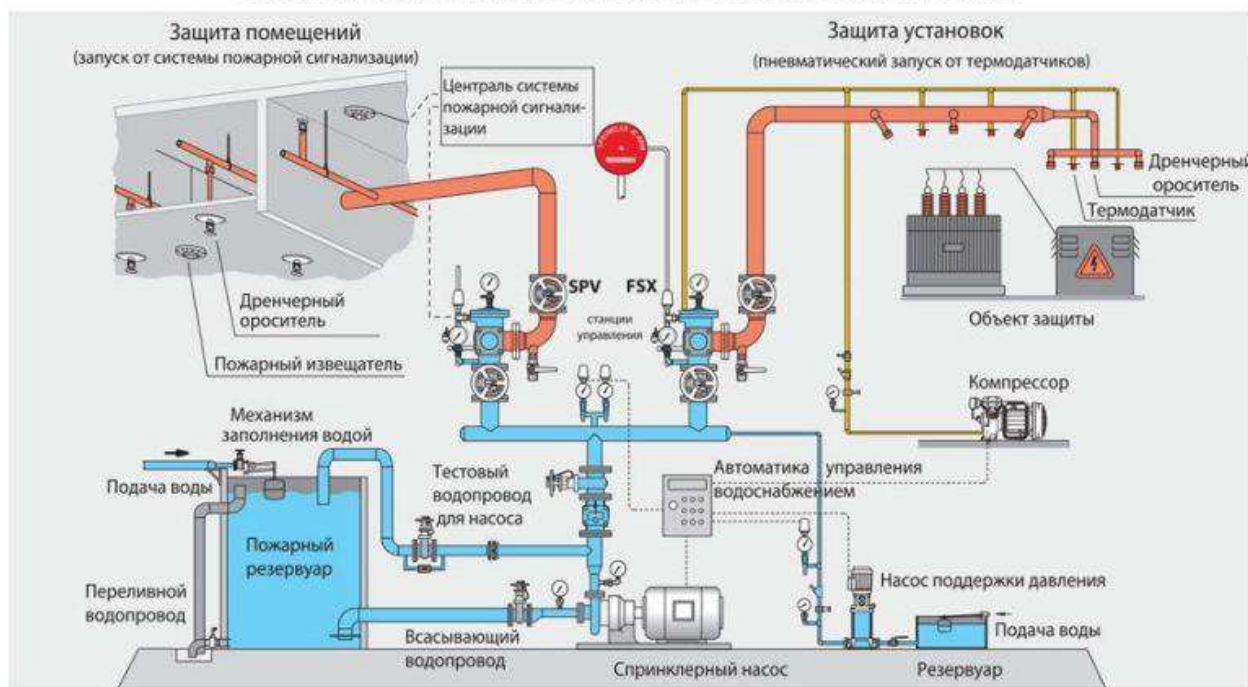


Рис. 9.2. – схема устройства спринклерной и дренчерной установок пожаротушения

Функционально, система АПТ состоит из:

- центральных приборов управления и контроля пожарных ПУ, предназначенных для отображения состояния установки пожаротушения и управления ее работой;
- контрольно - сигнальных узлов КСУ, территориально сгруппированных в станциях водяного пожаротушения. Согласно ГОСТ 50680-

94, КСУ предназначены для контроля состояния и проверки работоспособности установок (трубопроводной арматуры, запорных и сигнальных устройств, ускорителей их срабатывания, устройств, снижающих вероятность ложных срабатываний, измерительных приборов), а также для пуска огнетушащего вещества, выдачи сигнала для формирования командного импульса на управление элементами пожарной автоматики (насосами, системой оповещения, отключением вентиляторов и технологического оборудования и др.);

- щитов пожаротушения и пожарной сигнализации на ПС, в них расположены ключи дистанционного пуска пожаротушения трансформаторов и реакторов;

- насосной пожаротушения, согласно СП205.13130.2009, для создания необходимого давления воды на пожаротушение;

- секционных приборов управления СБ, предназначенных для электроуправления оборудованием АПТ одной защищаемой секции;

- силовых шкафов управления приводами задвижек ШУЗ для управления электродвигателями приводов задвижек КСУ;

- источников бесперебойного питания ИБП, предназначены для бесперебойного электроснабжения постоянным током при напряжении 24В средств пожарной сигнализации и оповещения;

- шкафов АВР, предназначенных для построения схем электропитания локально-сосредоточенного электрооборудования АПТ по 1 категории надежности по ПУЭ с функцией контроля чередования фаз по обоим вводам питания. При исчезновении (нарушении) питания на основном вводе шкаф автоматически переключает потребителей на питание от резервного ввода. При восстановлении питания на основном вводе происходит автоматическое переключение на питание от него;

- щитов распределительных, в них установлены автоматические выключатели для электропитания шкафов;

- пожарных извещателей. Каждое защищаемое помещение (кроме блочных трансформаторов) оборудовано системой ПС, в состав которой входят дымовые и ручные пожарные извещатели, действующие и на сигнал, и на пуск пожаротушения.

Автоматическая система водяного пожаротушения на подстанции будет применяться для: тушения кабельных сооружений с естественной вентиляцией; для защиты силовых (авто-) трансформаторов и реакторов, расположенных на территории ОРУ подстанций, а также кровель подстанций закрытого типа; для тушения электроустановок под напряжением не выше указанного в технической документации на установку;

9.1.2.2 Автоматические системы пенного пожаротушения

Автоматическая установка пенного пожаротушения предназначена для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью.

Для тушения используется воздушно-механическая пена, получаемая агрегатным способом с применением сжатого воздуха. Принцип действия систем пенного пожаротушения основан на сочетании свойства воды эффективно охлаждать горящие материалы, и способности пены покрывать эти материалы и перекрывать доступ кислорода в зону горения. Такие свойства пенного пожаротушения дают возможность тушить таким способом не только твердые материалы, но и горючие жидкости. Недостатком системы пенного тушения является невозможность работы при отрицательных температурах.

АППТ представляет собой совокупность электротехнического, технологического оборудования и трубопроводов (питательных и распределительных) с оросителями, через которые на защищаемое оборудование под давлением подается воздушно-механическая пена. Схема работы установки пенного пожаротушения представлена на рисунке 9.3.

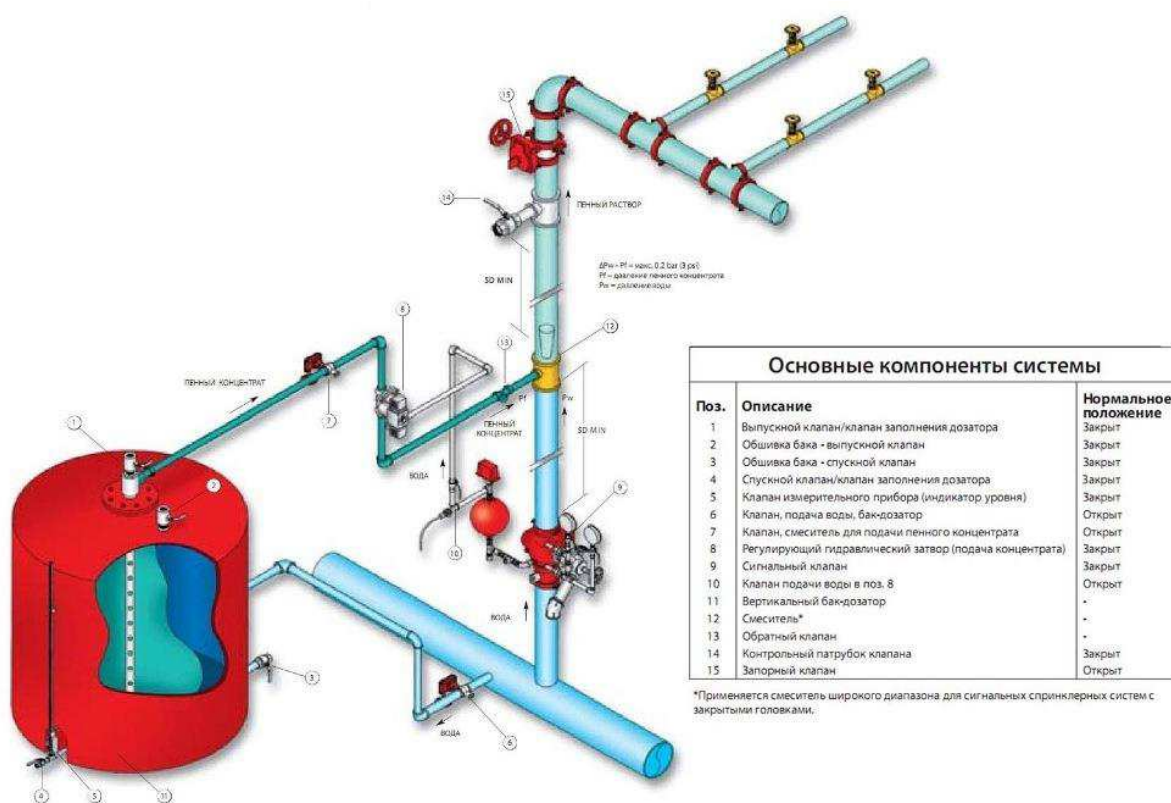


Рисунок 9.3 –схема установки пенного пожаротушения

В состав комплекта оборудования входят: устройство пеногенерирующее ПГУ, бак для хранения пенообразователя и батарея баллонов с воздухом высокого давления.

Защищаемые помещения оборудованы системой пожарной сигнализации (ПС), в состав которой входят пожарные извещатели и кнопки «Пожар», действующие на сигнал и пуск пенного пожаротушения. В системе АППТ используются пороговые опτικο-электронные дымовые извещатели.

Пенные и водопенные автоматические установки пожаротушения, установки тушения низкократной пленкообразующей пеной с применением водопенных насадок на подстанции будут использоваться для предотвращения повторного возгорания (дотушивания) силовых (авто-) трансформаторов и реакторов, расположенных в закрытых камерах подстанций;

9.1.2.3 Автоматические системы газового пожаротушения

Газовое пожаротушение — это вид пожаротушения, при котором для тушения возгораний и пожаров применяются газовые огнетушащие вещества (ГОТВ). Автоматическая установка газового пожаротушения обычно состоит из баллонов или емкостей для хранения газового огнетушащего вещества, газа, который хранится в этих баллонах (емкостях) в сжатом или сжиженном состоянии, узлов управления, трубопроводов и насадок, обеспечивающих доставку и выпуск газа в защищаемое помещение.

При переводе АУГП в режим автоматического пуска пожаротушение запускается при срабатывании дымовых (двух и более) пожарных извещателей, установленных в защищаемом помещении, затем аппаратура автоматики газового пожаротушения формирует и подает управляющий импульс (напряжение) на привод электромагнитного модуля газового пожаротушения. Клапан запорно-пускового устройства, расположенного на баллоне, открывается, газовое огнетушащее вещество выходит в коллектор и через систему трубопроводов и насадок поступает в защищаемое помещение. Для равномерного распределения огнетушащего вещества в объемах защищаемых помещений используются специальные насадки. Схема АУГП представлена на рисунке 9.4.

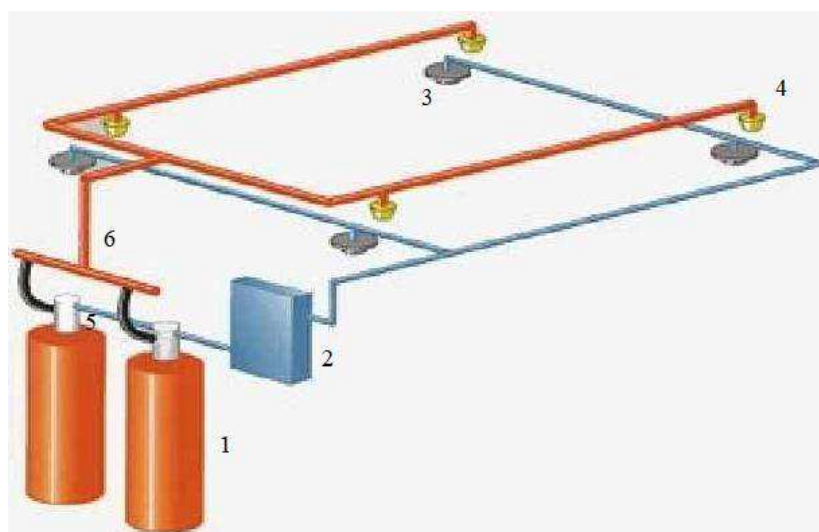


Рис 9.4 – схема АУГП

- где 1 – баллоны с ГОТВ;
 2 – блок автоматики управления;
 3 – дымовой пожарный извещатель;
 4 – струйная насадка;
 5 – клапан запорно-пускового устройства;
 6 – коллектор.

В качестве огнетушащего вещества для тушения используют газы приведенные в СП 5.13130.2009 (Таблица 9.1).

ГОТВ подразделяют на две группы (рис. 9.5):

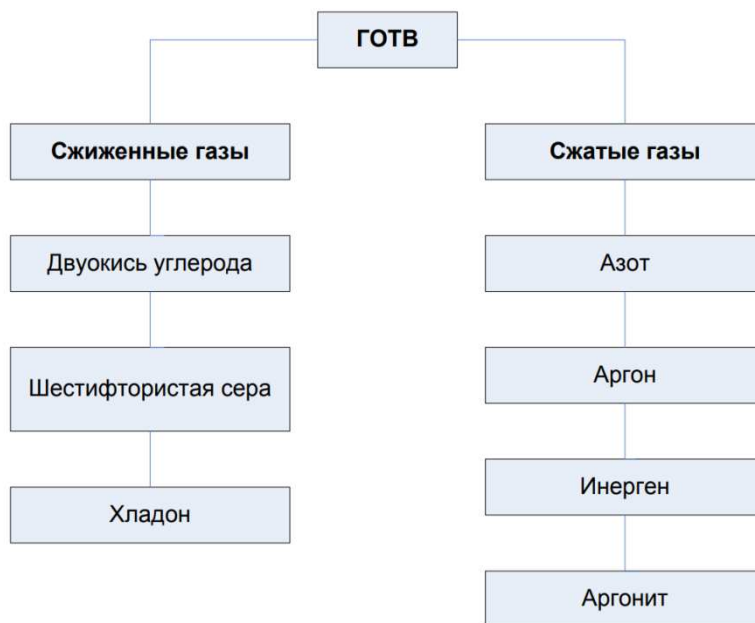


Рис 9.5 - газовые огнетушащие вещества

Первая группа - сжатые газы (инертные газы), которые перекрывают доступ кислорода к очагам горения. К ним относятся азот, углекислый газ и другие, а также их смеси. Принцип состоит в том, что при распылении газа в помещении процентная доля кислорода снижается и составляет менее 12%, в таких условия горение поддерживаться не может.

Вторая группа – сжиженные газы (хладоны), снижающие температуру до уровня, при котором горение в принципе невозможно. Принцип тушения состоит в химическом ингибировании (замедлении) горения. Огнетушащая концентрация ингибиторов в разы ниже, чем для сжиженных газов и составляет примерно 15 объемных процентов.

Уровень безопасности ГОТВ для человека определяется количественным критерием, так называемым коэффициентом безопасности (КБ). КБ – это отношение максимальной дозы, не вызывающей обнаруживаемого вредного воздействия на здоровье (NOAEL) [4], к расчетной концентрации (см. таблицу 1).

Таблица 9.1 – безопасность газовых огнетушащие вещества

№ газа	ГОТВ	Расчетная концентрация	NOAEL	Коэффициент безопасности	Воздействие на человека
1	Азот	34,6	43	1,24	Асфиксия
2	Аргон	39	43	1,10	Асфиксия
3	Инерген	36	43	1,19	Условно безопасно
4	CO ₂	34,6	7,5	0,14	Отравление
5	Хладон-125	9,8	9	0,77	Отравление
6	Хладон-227	7,2	30	1,25	Незначительно
7	Хладон-23	14,6	10	2,05	Незначительно

Вещество, применяемое в газовом пожаротушении электроустановок, должно отвечать следующим основным требованиям: быть безопасным для человека и работы электроники и не вызывать ее коррозию. Определение «безопасно» не предполагает наличие людей в зоне пожаротушения. ГОТВ считается безопасным, если позволяет людям без вреда для здоровья находиться в зоне пожаротушения в течение 30 секунд и более. В случае, когда коэффициент безопасности меньше 1, ГОТВ опасен для человека. Из таблицы 1 следует:

Самыми безопасными являются Хладон-23 и Хладон-227.

Сравним данные газы по экономическим показателям (таблица 9.2).

Таблица 9.2 – безопасность газовых огнетушащие вещества

Название вещества	Цена, руб/кг
Хладон-23	1300
Хладон-227	930

Наиболее оптимальным является газ Хладон-23, относительно доступный, малотоксичный и легко переносящий перепады температур. Его высокая термическая стабильность позволяет уверенно применять его при тушении пожаров тлеющих материалов. Хладон 227 уступает Хладону 23 по безопасности применения. Хладон-227еа уступает также хладону-23 и по термической стабильности.

Хладон 23 является химическим ингибитором горения. Принцип пожаротушения заключается в воздействии этого вещества на разрыв радикальных связей химической реакции горения в приглушении центров реакции и создании негорючей среды. Газовый состав Хладон 23 является озононеразрушающим и экологически безопасным.

Основные достоинства газа Хладон 23:

– негорючий и малотоксичный; – выпуск вещества происходит в течении 10-30 секунд;

– высокий показатель отношения качество/цена; озонобезопасен.

Входит в перечень газов рекомендуемых к применению СП 5.13130.2009.

Предпочтительным для АУГП подстанции в результате сравнения является газ Хладон 23.

Автоматические установки газового пожаротушения на подстанции будут использоваться для непроходных кабельных сооружений внутри зданий/сооружений; для защиты силовых (авто-) трансформаторов и реакторов, расположенных в закрытых камерах подстанций, а также ликвидации пожаров электрооборудования с напряжением не выше указанного в технической документации на установку; для защиты проходных кабельных шахт и пространств под двойными полами и потолками при прокладке кабелей, а также шкафов управления (например, серверные шкафы, шкафы устройств телемеханики и РЗиПА) на основе безопасных для человека газовых ОТВ.

Отдельно хотелось бы рассмотреть установку азотного пожаротушения **SERGI TRANSFORMER PROTECTOR**. Данная установка используется для пожаротушения трансформаторов подстанции и смежного оборудования, включая устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), маслонаполненные кабельные муфты и кабельные муфты маслонаполненного ввода. Преимущества данной автоматической установки газового пожаротушения в том, что она не допускает взрыв масляного трансформатора, при возникновении повышенного давления внутри него. Достигается это тем, что установка присоединяется к баку трансформатора и при повышении в нём давления, срабатывает клапан сброса давления, затем посредством срабатывания автоматики, через трубопровод в бак подается азот, который охлаждает его и не допускает распространение пожара. Схема установки приведена на рисунке 9.6.

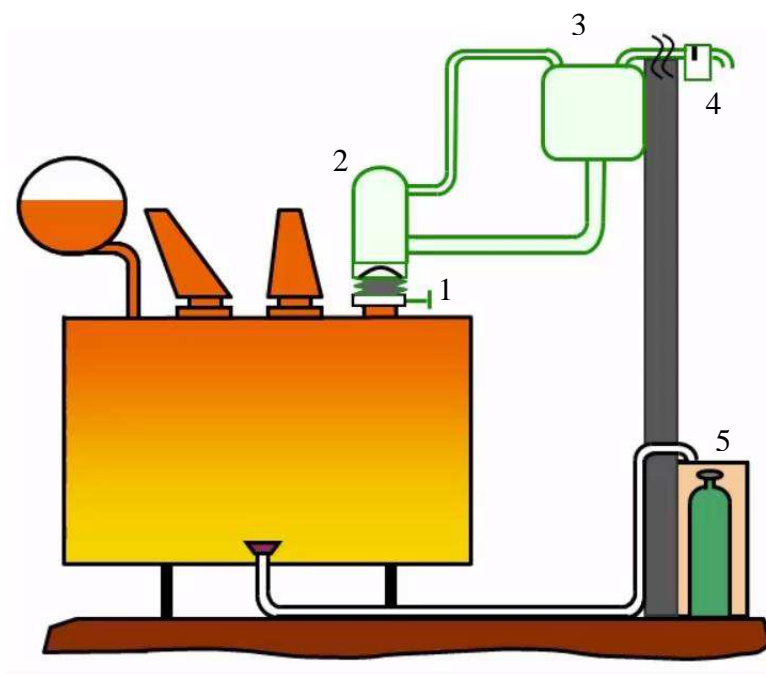


Рис 9.6 – схема установки **SERGI TRANSFORMER PROTECTOR**

- где 1 – клапан сброса давления;
2 – бак сброса давления;
3 – бак масло-газа сепарации;
4 – изоляция воздушного завтвора;
5 – баллоны с азотом

9.1.2.4 Автоматические установки порошкового пожаротушения

Системы порошкового пожаротушения предназначены для тушения пожаров путем подачи в зону горения огнетушащего вещества в виде порошка.

Принцип действия таких систем основан на создании облака из порошка, перекрывающего доступ кислорода в зону горения. Порошок подается под воздействием давления газа из баллонов. В соответствии с нормами пожарной безопасности НПБ 110-03 оборудованию автоматическими установками порошкового пожаротушения (АУППТ) подлежат общественные, административные, производственные и складские здания, технологические установки, электроустановки в т.ч. под напряжением. Порошок оказывает минимальное воздействие на материальные ценности, находящиеся в охраняемом помещении, что минимизирует ущерб от тушения. В ходе тушения пожара АУППТ достигается:

- охлаждение участка возгорания в результате передачи части тепла частицам порошка и расхода энергии на его плавление;
- уменьшение объема поступающего кислорода в результате разбавления горячей среды продуктами термического разложения порошка;
- ингибирование (замедление) химической реакции горения.

Область применения порошкового пожаротушения достаточно широка, например:

- тушение электроустановок без снятия напряжения;
- пожаротушение в архивах, складах и других местах хранения ценных предметов и документов;
- тушение химических веществ, нефтепродуктов и пр.

Схема АУППТ представлена на рисунке 9.7:

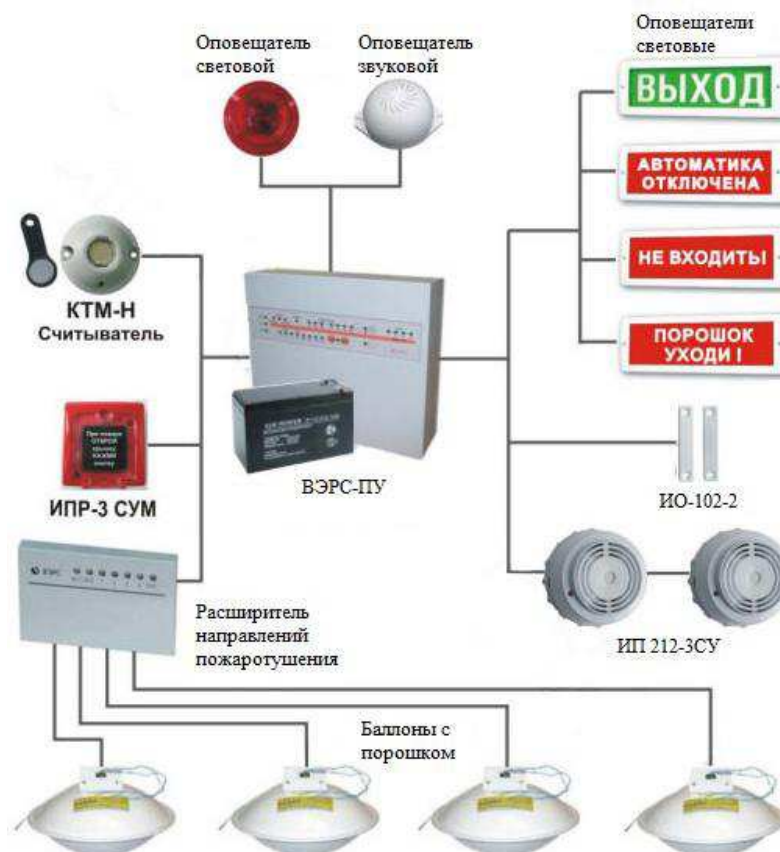


Рисунок 9.7 – схема АУППТ

Не рекомендуется применение порошкового огнетушения на производствах, где сосредоточено большое количество аппаратуры с мелкими открытыми контактами (автоматические телефонные станции, релейные пункты управления).

Согласно СП 5.13130.2009 установкой порошкового пожаротушения (ПИТ) будут защищаться помещения дизель-генераторной установки (ДГУ), если оно имеется, устанавливаемой на подстанции с целью резервирования собственных нужд.

9.1.2.5 Автоматические установки аэрозольного пожаротушения

Аэрозольное пожаротушение – вид пожаротушения с использованием различных продуктов горения аэрозолеобразующих веществ (калий азотнокислый и др.), вырабатываемых аэрозольным генератором и оказывающих огнетушащее воздействие на очаг возгорания. Схема автоматической установки аэрозольного пожаротушения представлена на рисунке 9.8.

Аэрозольный генератор – важный компонент аэрозольной системы пожаротушения. Представляет собой устройство, которое вырабатывает и распыляет аэрозоль. Аэрозольные генераторы подразделяются на механические и термомеханические.

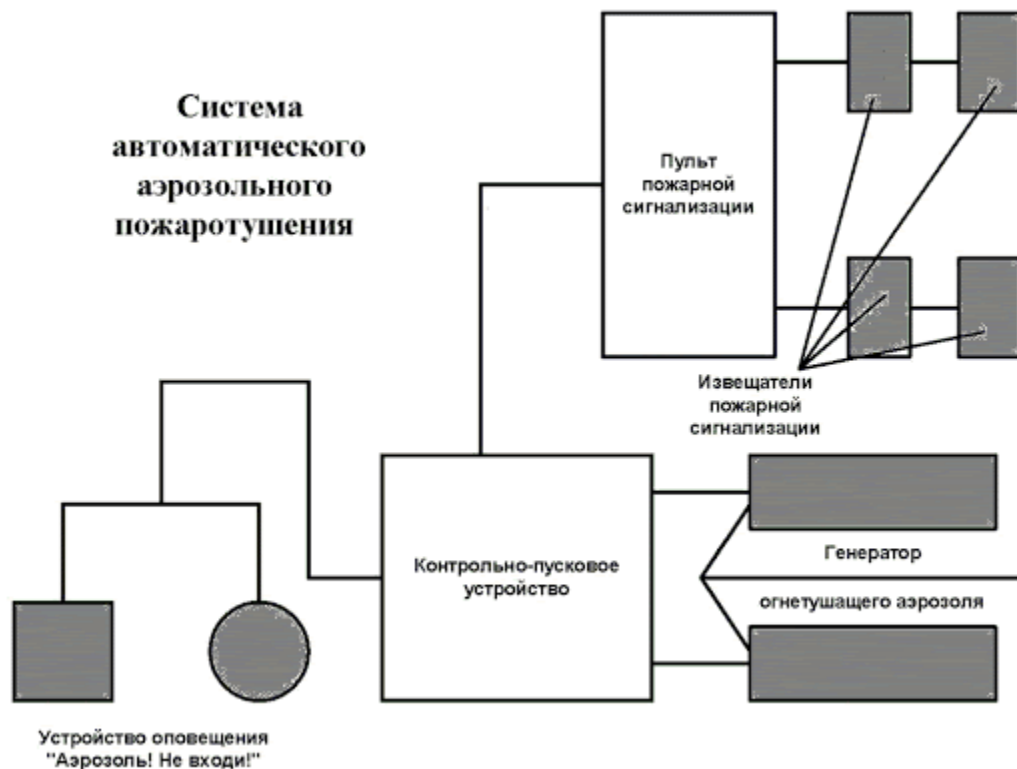


Рис. 9.8 – схема работы автоматической установки аэрозольного пожаротушения

Установки аэрозольного пожаротушения на подстанции будут использоваться для протяженных кабельных сооружений, где устройство систем водяного пожаротушения трудновыполнимо или экономически нецелесообразно, а также кабельных сооружений, где возникают трудности (невозможно) водоотведение и непроходных кабельных сооружениях внутри зданий/сооружений.

9.1.3 По конструктивному решению

9.1.3.1 Агрегатное конструктивное исполнение

Агрегатные – установки пожаротушения, в которой технические средства обнаружения пожара, хранения, выпуска и транспортирования огнетушащего вещества конструктивно представляют собой самостоятельные единицы, монтируемые непосредственно на защищаемом объекте;

9.1.3.2 Модульное конструктивное исполнение

Модульные – установки пожаротушения, состоящие из одного или нескольких модулей, объединенных единой системой обнаружения пожара и приведения их в действие, способных самостоятельно выполнять функцию

пожаротушения и размещенных в защищаемом помещении или рядом с ним. АУПТ представлены, как правило, в модульном исполнении.

9.2 Система автоматической пожарной сигнализации

На подстанциях в целях обнаружения пожара в его начальной стадии, передачи сигналов о месте и времени возникновения пожара должна быть установлена автоматическая пожарная сигнализация ПС в соответствии с РД 153-34.0-49.105-01.

Установки ПС действуют на включение системы оповещения (световая и звуковая индикация) и блокируют работу вентсистем защищаемых помещений. Схема работы установки ПС представлена на рисунке 9.9.



Рис. 9.9 – схема работы системы автоматической пожарной сигнализации

9.2.1 Состав оборудования системы ПС

В состав оборудования системы ПС входят:

- щиты пожаротушения и пожарной сигнализации;
- шкафы АВР;
- щиты распределительные - ЩР;
- блок питания – БП, предназначен для гарантированного электроснабжения постоянным током устройств, входящих в систему ПС;
- пульты пожарной сигнализации – ППС, которые обеспечивают: питание шлейфов ПС, приём и логическую обработку предупредительных, аварийных

сигналов от пожарных извещателей, сигналов о необходимости технического обслуживания, сигналов о неисправности системы, блокирование работы вент установок, передачу аварийных сигналов, включение сирен оповещения персонала, регистрацию всех принятых сигналов и производимых на станции операций;

- пульт обобщенной сигнализации – ПОС, предназначен для: приём сигналов от пультов управления, включение и отключение сирены, прохождение следующего сигнала при наличии предыдущего с включением сирены, возврат обобщенной сигнализации в дежурный режим, контроль исправности подключенных к пульту шлейфов и контроль наличия и исправности питания пульта, отключение звуковой сигнализации (сирен) при плановых проверках и опробованиях системы ПС, ПТ;

- концентратор пожарных панелей (КПП), предназначен для объединения всех пультов;

- блок управления модулями (МСО), программируемый блок, предназначенный для контроля и управления устройствами системы АПС, СО;

- автоматические пожарные извещатели (АПИ);

- ручные пожарные извещатели (РПИ) – кнопки «Пожар»;

- адресные модули предназначены для: подключения подшлейфов с неадресными пожарными извещателями (модули подшлейфа), управления оборудованием при пожаре (модули управления), выполнение команд на блокирование вентиляции, выполнение команд на управление лифтами, управление системой оповещения (включение сирен), для контроля исправности линий и устройств системы ПС и системы оповещения (модули контроля);

- световые табло «Выход» и звуковые сигнализаторы (сирены) системы оповещения, которые предназначены для светозвукового оповещения персонала о пожаре и путях эвакуации.

Пожарные извещатели расположены в защищаемых помещениях и предназначены для обнаружения очага задымления, возгорания, пламени. Питание осуществляется от щитов пожарной сигнализации по соответствующим шлейфам.

9.2.2 Критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы установки АСПС

Все устройства установки автоматической системы пожарной сигнализации, вентиляции должны поддерживаться в технически исправном состоянии и введены в работу.

Работы по техническому обслуживанию устройств автоматической системы пожарной сигнализации, вентиляционных установок должны проводиться в соответствии с графиком технического обслуживания, утвержденным главным инженером подстанции.

Все работы, связанные с выделением дыма, пыли, а также отделочные и ремонтные работы в помещениях, защищаемых системой пожарной

сигнализации, должны организовываться с оформлением заявок на вывод из работы пожарных извещателей и кнопок «Пожар» в соответствующих защищаемых помещениях.

Структура АСПС должна быть организована таким образом, чтобы место загорания было однозначно определено с точностью, необходимой для решения задачи, реализуемой системой противопожарной защиты энергетического оборудования.

Так, при функционировании АСПС совместно с автоматической установкой пожаротушения (АУП) область контроля системы пожарной сигнализации должна быть определена с точностью до зоны, защищаемой одной секцией АУП, а при реализации задачи только пожарной сигнализации - с точностью до пожароопасного участка технологической установки.

В случае использования для тушения пожаров автоматических установок пожаротушения АСПС должна формировать сигналы управления ими и обеспечивать контроль параметров в соответствии с алгоритмом работы установки пожаротушения конкретного типа.

В тех случаях, когда существует опасность быстрого задымления защищаемого объекта при пожаре, следует предусматривать на путях эвакуации людей информационные табло, включаемые при срабатывании пожарных извещателей и указывающие направление движения. У входов и выходов из помещений следует предусмотреть установку ручных пожарных извещателей, дающих возможность обслуживающему персоналу, производящему ремонтные и регламентные работы, сообщить о возникновении загорания.

Следует учитывать то, что существенное влияние на устойчивость работы АСПС для технологического оборудования оказывают условия эксплуатации (колебания температуры, давления, газовый состав, влажность среды и др.). Такому влиянию наиболее подвержены шлейфы пожарной сигнализации, поэтому структура АСПС должна быть выполнена с учетом конкретных условий эксплуатации и предусматривать минимизацию числа соединений в шлейфах.

Для исключения ложных включений АУП и необоснованных вызовов подразделений пожарной охраны сигнал «Пожар» должен формироваться при срабатывании двух пожарных извещателей, а при срабатывании одного извещателя должен формироваться сигнал «Внимание».

Кроме того, АСПС, защищающая технологическое оборудование, должна обеспечивать:

- обнаружение загораний в каждом пожароопасном участке (зоне) технологического оборудования;
- подачу сигнала на системы централизованного наблюдения, полностью автоматизированные и различающие сигналы от охранной и пожарной сигнализации, в том числе совместимые с компьютерными системами управления технологическим процессом;
- отображение сигнала «Пожар» отдельно по каждому участку на приемно-контрольной аппаратуре;

- формирование сигнала на включение световых и звуковых оповещателей в соответствующих отсеках;
- формирование (при необходимости) сигналов для управления вентиляционными установками, аварийным освещением, противопожарными дверьми и т.п.;
- формирование сигнала «Неисправность» при обрыве или коротком замыкании шлейфов сигнализации и при пропадании электропитания.

9.3 Пожарные извещатели

Т.к. срабатывание система пожарной сигнализации, по большей части опирается, на работу пожарных извещателей, рассмотрим их виды и особенности.

9.3.1 Дымовые пожарные извещатели (ДИП)

Извещатель пожарный (ИП) дымовой предназначен, как следует из названия, для обнаружения задымленности помещений. Ниже рассмотрены основные типы дымовых извещателей, которые можно подразделить на следующие группы:

- точечные,
- линейные,
- аспирационные.

9.3.1.1 Точечные дымовые пожарные извещатели

Точечные дымовые пожарные извещатели определяют наличие задымленности в месте их установки, позволяют (зависит от высоты установки) контролировать площадь до 80 кв.метров.

Принцип их действия следующий: оптико электронное устройство обнаруживает попадание дыма в специальную камеру датчика, после чего электронная схема увеличивает потребление тока шлейфом сигнализации, это отслеживает приемно контрольный прибор (ПКП), формируя соответствующее извещение.

Питание этих пожарных извещателей осуществляется по шлейфу сигнализации, поэтому при подключении извещателей требуется соблюдать полярность.

9.3.1.2 Линейные дымовые пожарные извещатели

Дымовой камеры не имеют.

Задымленность контролируется по уменьшению мощности оптического луча, излучаемого передатчиком.

Исполнение таких извещателей может быть двухблочным (передатчик - приемник) или одноблочным - передатчик с приемником совмещены в одном корпусе, а оптический луч попадает на приемник через специальный отражатель. Дальность действия таких извещателей может быть более 100 метров.

По сравнению с точечными извещателями, линейные сложнее при монтаже и настройке. Также линейные извещатели могут иметь релейные выходы, требовать дополнительных цепей питания.

9.3.1.3 Аспирационные дымовые пожарные извещатели

Принцип их действия заключается в прокачивании через дымовой датчик воздуха, забранного в различных точках помещения. Естественно, при этом требуется монтаж соответствующих трубопроводов, длина которых может достигать 100 метров.

9.3.2 Тепловые пожарные извещатели

Тепловые извещатели пожарные (ИП) – это устройства оперативного обнаружения признаков пожара по резкому повышению температуры в помещениях. Устойчивые к внешним факторам – влажности, запыленности, загазованности, задымленности в помещениях, они надежно эксплуатируются в неисчислимом количестве установок, систем АПС, АУПТ; везде, где использование других извещателей – дымовых, пламени нецелесообразно.

Существуют такие типы тепловых извещателей и их классификация:

- С применением легкоплавких материалов. Обозначение изделия, согласно принятой в нормах ПБ классификации – ИП 104.
- Разрушающиеся под воздействием высокой температуры воздушно-газовой среды, реагирующие на температурную деформацию материала датчика – ИП 103.
- Использующие зависимости электрического сопротивления/магнитной индукции, а также термоэлектродвижущей силы от температуры среды – ИП 101/102/105.
- Комбинированные – на основе различных принципов действия для увеличения надежности срабатывания теплового извещателя.

ТПИ делятся на три основные группы по тому как срабатывает чувствительный элемент пожарного теплового извещателя, который собственно и является датчиком резкого, скачкообразного изменения температуры воздуха в защищаемых помещениях, они в соответствии НПБ 85-2000:

- Максимальные – реагируют на превышение заданного порогового/критичного значения температуры воздуха в объеме помещения, пожарного отсека, технологической коммуникации, ниши, шкафа, корпуса оборудования.

- Дифференциальные – реакция на скорость резкого повышения температуры в защищаемом объеме пространства. Срабатывание зависит от заводских установок, варьирующихся скоростью изменения температуры от 3 до 30°C/мин или постепенного ее повышения порога в 30, 50, 100°C.

- Максимально-дифференциальные – отличаются высокой чувствительностью за счет двойного принципа действия, когда срабатывание происходит из-за быстрого изменения температуры (дифференциальный) или достижения установленного критического/порогового значения (максимальный), что делает их наиболее современными устройствами обнаружения очага пожара даже по незначительному, по сравнению с традиционными видами изделий, выделению тепла на небольшой площади возгорания.

9.3.3 Извещатели пламени

Извещатель пламени применяется в современных моделях пожарной сигнализации, наряду с тепловыми, оптическими, дымовыми и газовыми датчиками. Извещатель пожарный пламени разработан для выявления очага возгорания на начальной стадии. Чуткий прибор срабатывает раньше традиционного теплового датчика, пока температура в контролируемой зоне не достигла критического значения. Датчики пламени эксплуатируются в помещениях и на больших открытых площадках.

Принцип работы инфракрасного датчика пламени

Физические тела при нагревании начинают излучать инфракрасную энергию. Длина волны электромагнитного излучения находится в зависимости с температурой нагрева. С ростом температуры возрастает и интенсивность излучения, а длина волны становится короче. ИК-излучение составляет 80% спектра электромагнитных волн.

Высококочувствительный фотоэлемент пожарного ИК-извещателя превращает электромагнитное инфракрасное излучение в электрический сигнал. Обнаружив признаки возгорания, оптический датчик пламени фиксирует первые огневые всплески и подает сигнал тревоги.

9.3.4 Пожарные извещатели газовые

Газовый пожарный извещатель - это пожарный извещатель, реагирующий на газы, выделяющиеся при тлении или горении материалов (по НПБ 71-98). Газовые извещатели могут реагировать на оксид углерода (углекислый или угарный газ), углеводородные соединения. Пожарные извещатели на основе газовых сенсоров способны предупредить пожары на самых ранних стадиях возгорания.

9.4 Основные выводы

Таким образом, в рамках данного спецвопроса рассмотрены системы водяного, пенного, газового, порошкового и аэрозольного пожаротушения, их принципы работы, для каких объектов следует применять данные системы, схемы устройства. Также рассмотрены модели и принципы работы пожарных извещателей, пожарная сигнализация, её виды, области применения, принципы работы, критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергетика является одной из ведущих отраслей промышленности Красноярского края. Для ее развития в крае имеются самые благоприятные условия: огромные запасы бурого угля и гидроэнергетических ресурсов, газ и нефть. Быстрый рост экономического потенциала края, растущие потребности промышленности и сельского хозяйства в электроэнергии обусловили ускоренное развитие энергетики.

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Новобурейского гидроузла на реке Бурей, являющегося сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % и поверочного 0,1 % равных 6351 и 8451 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 350 МВт и среднемноголетняя выработка 1,846 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 35,2 м;
- расчетный – 28,5 м;
- минимальный – 23,5 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1418 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В-600 и ПЛ40б-В-600. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидротурбинами ПЛ40а-В-600.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин, был подобран серийный гидрогенератор СВ-840/150-52 с номинальной активной мощностью 58,33 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (6 блоков, 3 отходящих воздушных линии) ОРУ 220 кВ – "две рабочие системы шин с обходным шинным выключателем". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-80000/220, трансформаторы собственных нужд ТСН-4000/10/0,4 и выбор проводников линий электропередачи.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка здания ГЭС принята руслового типа.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,26 (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Новобурейского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 10 лет, 4 месяца;
- себестоимость – 0,54 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 74974,29 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Новобурейской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч.1.Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А.Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов - Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал. 2014.-108 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005.114с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Амурское РДУ (Алтайский Край). [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва :Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
7. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>
8. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с
9. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
10. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с
11. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
12. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для

практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

13. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.

14. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>

15. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

16. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] // «Трансна» – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru/>

17. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. «Нормы Технологического Проектирования» - Москва 2012-290с.

18. Каталог «Элегазовые выключатели LF 6, 10 кВ» [Электронный ресурс] // «Schneider electric». – Режим доступа : <https://www.se.com/ru/ru/>

19. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>

20. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // ЗАО «УЭТМ» – Режим доступа: <http://www.12v.ru/>

21. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>

22. Каталог «Терминалы релейной защиты и автоматики» [Электронный ресурс] // ООО НПП «ЭКРА» – Режим доступа: <https://www.ekra.ru/>

23. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - М.: ФГУП ЦПП, 2012.

24. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

25. СП 41.13330.2012 «Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва.

26. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113. ОАО РАО "ЕЭС России" от 31.03.2008 N 155.

27. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042г. – Введ. 16.01.2017 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

28. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.

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

30. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматически. Нормы и правила проектирования. - Введ 01.05.2009 - Москва :АО Кодекс

31. СТО 17330282.27.140.019-2008 Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования. - Введ 30.07.2008 - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России».

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходный гидрологический ряд

Таблица А.1 – Среднемесячные расходы воды (м³/с) реки Буря в верхнем бьефе Новобурейской ГЭС за период 1903-1904 - 1952-1953

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1930	40,8	24	20,2	34	1151	904	1137	2413	611	177	46	31
1931	20,4	13,8	13,3	88	1734	1640	2123	1594	1227	402	146	56
1932	32,7	27,5	23,2	253	1484	1594	891	3074	2045	479	126	55
1933	29,6	17,7	16	348	1983	1859	1139	762	635	487	102	53
1934	32,2	20,5	17,9	117	1029	2348	2638	880	2700	441	170	77
1935	38,4	27,1	23,4	473	2513	2217	1005	1268	2965	869	173	88
1936	25,3	17,2	16,2	185	1905	863	2513	2202	1213	351	122	59
1937	19,6	13,3	10,7	248	755	873	3227	1249	1007	413	86	41
1938	24,9	16,7	15,7	72	2467	1227	2045	2033	825	316	76	38
1939	32,3	23,1	19,6	135	1472	1920	890	1445	1288	609	153	71
1940	51,2	24,9	23,5	357	1097	1247	1578	2934	1983	671	207	114
1941	28,1	19,2	14,8	148	1626	1905	2467	1014	1200	424	164	57
1942	47	29	24,1	124	1765	1206	3448	1487	2419	624	161	98
1943	50,8	31,7	27,5	429	1797	1253	1192	1367	2404	800	185	165
1944	78,3	47,5	35,9	116	2014	853	853	2385	2918	665	155	119
1945	39,3	21,3	16,9	232	2794	3199	1070	957	876	98	41	70
1946	46,4	42,6	35,1	177	1177	985	1859	1291	1285	610	164	93
1948	68,8	51,2	38,5	467	2684	1328	1594	2342	2513	772	177	113
1949	29,2	14,7	14,3	374	975	944	1526	3934	1216	536	132	84
1950	14,2	6,3	6,6	555	1526	2513	1618	2356	1527	618	168	51
1951	25,8	13,2	8	482	1498	1733	6271	2484	2001	813	158	69
1952	18	8,8	7,9	59	1071	1213	1910	2220	712	202	63	25
1953	18,9	9,7	6,3	122	1459	1907	877	1432	1274	595	140	57
1954	37,8	11,5	10,1	344	1084	1234	1565	2921	1969	658	194	100
1955	14,7	11,4	10,4	135	1612	1892	2123	1000	1186	411	150	43
1956	33,6	15,6	7,4	110	1752	1192	3434	1474	2406	610	147	66
1957	37,4	18,3	10,9	415	1783	1240	1179	1353	2391	756	271	82
1958	64,9	34,1	22,5	103	2001	844	840	2374	2904	650	140	105
1959	36,3	19,5	15,8	29	1146	899	853	2508	576	103	42	27
1960	15,9	9,3	8,8	84	1730	1636	1905	1590	1222	397	142	51
1961	28,3	23,1	18,8	249	1480	1590	835	3069	2041	475	121	50
1962	25,2	13,3	11,5	344	1978	1855	1134	867	630	282	97	49
1963	27,7	16,1	13,4	112	1024	2383	1668	1052	2696	436	147	73
1964	33,9	22,6	18,9	460	2490	2212	1000	1264	2961	865	131	84
1965	20,8	12,8	11,8	180	1901	810	2508	2179	1209	347	117	54
1966	34,7	22,2	17	491	1506	1742	6450	2493	2010	822	167	78
1967	20,4	12,3	11,3	68	2462	1214	2041	2228	821	111	72	34
1968	27,8	18,6	15,2	131	1088	967	886	1142	834	389	149	66
1969	46,7	20,4	19,1	353	867	1243	1573	2930	1978	539	202	109
1930	40,8	24	20,2	34	1151	904	1137	2413	611	177	46	31
1970	23,7	14,7	10,3	144	1621	1901	2462	1009	1195	420	159	52
1971	42,6	24,6	19,1	119	1761	1201	3443	1483	2415	619	156	93
1972	46,3	27,2	21,6	412	1792	1249	1188	1657	2400	820	189	91
1973	73,8	43	35	111	2010	958	946	2383	2889	561	150	114
1974	34,8	16,8	12,5	228	2790	3130	1066	834	772	136	93	65
1975	42	38,1	34,4	173	1173	981	1855	1286	1280	606	159	88
1976	86,5	41,4	37,8	314	1932	1241	1916	4814	3023	630	221	168
1977	64,3	46,7	40,3	463	2679	2569	2100	3991	3194	790	173	109
1978	19,4	8,2	7,7	295	777	867	1283	3851	969	426	101	64
1979	11,4	10,5	9,6	716	2337	2508	1636	2352	1523	613	164	46

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

m	P, %	Годы	QСр.год, м ³ /с	Годы	QПоловод., м ³ /с	Годы	QМежень, м ³ /с
1	2	1352	1977	2907	1977	242	1935
2	4	1319	1966	2840	1966	241	1943
3	6	1296	1951	2797	1951	241	1948
4	8	1218	1947	2654	1947	241	1977
5	10	1202	1976	2585	1976	233	1966
6	12	1012	1948	2092	1948	231	1964
7	14	994	1979	2071	1979	230	1972
8	16	972	1935	2065	1942	227	1957
9	18	962	1964	2061	1971	224	1979
10	20	953	1942	2052	1956	224	1951
11	22	948	1971	1994	1935	214	1976
12	24	937	1956	1985	1964	207	1940
13	25	913	1950	1919	1934	203	1950
14	27	873	1934	1908	1950	194	1954
15	29	857	1940	1837	1973	192	1947
16	31	856	1973	1818	1932	184	1969
17	33	853	1944	1805	1944	174	1944
18	35	844	1954	1803	1961	169	1949
19	37	840	1932	1793	1958	167	1946
20	39	840	1958	1779	1945	163	1975
21	41	832	1961	1768	1940	160	1958
22	43	824	1972	1765	1963	158	1942
23	45	823	1969	1755	1954	155	1973
24	47	815	1949	1753	1967	153	1971
25	49	809	1943	1739	1936	150	1933
26	51	804	1963	1721	1965	149	1939
27	53	795	1957	1719	1938	142	1932
28	55	789	1936	1719	1949	141	1956
29	57	785	1945	1718	1974	138	1961
30	59	779	1965	1718	1969	136	1953
31	61	765	1974	1664	1931	132	1978
32	63	763	1938	1657	1972	125	1934
33	65	758	1967	1642	1941	122	1941
34	67	756	1941	1638	1970	119	1937
35	69	755	1931	1617	1960	118	1963
36	71	751	1970	1603	1943	118	1970
37	73	733	1960	1589	1957	117	1962
38	75	722	1978	1563	1955	114	1968
39	76	716	1955	1549	1978	111	1936
40	78	672	1939	1425	1952	111	1955
41	80	662	1937	1422	1937	106	1965
42	82	658	1953	1403	1939	106	1931
43	84	647	1946	1390	1953	101	1960
44	86	643	1975	1319	1946	84	1974
45	88	626	1952	1315	1975	80	1938
46	90	619	1933	1293	1962	74	1945
47	92	607	1962	1276	1933	55	1952

Продолжение приложения Б.

Таблица Б.2 – Суточные графики нагрузки

№ часа	Зима	Лето
	P_t^z , МВт	$P_t^л$, МВт
1	4777	2792
2	4955	2969
3	5147	3152
4	5114	3238
5	5070	3251
6	4931	3169
7	4879	3126
8	4816	3246
9	4755	3172
10	4800	3213
11	4732	3105
12	4903	3277
13	5154	3262
14	5139	3263
15	5011	3283
16	4977	3346
17	4728	3168
18	4595	2879
19	4457	2774
20	4456	2589
21	4383	2502
22	4332	2506
23	4461	2488
24	4476	2520

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в маловодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Мес	Q быт.	Q исп.	Q лед.	Q фил.	Q пол	Q н б	Q вдхр	Q ГЭС	Q хол	Q ВХК	V нач	dV	V кон	Z нач. ВБ	Z кон. ВБ	Z ср	Z НБ	ΔH	Мо-ть, МВт	Нгар, МВт	Выработка суточная, млн кВт·ч
XI	96	0	8	1	86	713	625	711	-	275	20,00	1,67	18,33	143,00	142,09	142,54	109,02	33,2	208	208	4,98
XII	50	0	2	1	47	1050	1002	1049	-	275	18,33	2,68	15,64	142,09	140,50	141,29	109,66	31,3	289	289	6,93
I	28	0	1	0	26	1136	1110	1136	-	275	15,64	2,97	12,67	140,50	137,58	139,04	109,80	28,9	289	289	6,93
II	17	0	1	0	16	896	880	896	-	275	12,67	2,36	10,31	137,58	134,74	136,16	109,39	26,4	208	208	5,00
III	15	0	0	0	15	275	260	275	-	275	10,31	0,70	9,62	134,74	133,84	134,29	107,58	26,3	64	По ВХК	1,53
IV	327	3	-2	5	320	275	-50	270	-	275	9,62	-0,13	9,75	133,84	134,02	133,93	107,59	26,0	62	По ВХК	1,48
V	2003	20	-1	30	1954	550	-1434	520	-	550	9,75	-3,84	13,59	134,02	138,59	136,31	108,12	27,8	127	По ВХК	3,06
VI	1878	19	-2	28	1833	550	-1311	522	-	550	13,59	-3,51	17,10	138,59	141,48	140,03	108,12	31,6	145	По ВХК	3,48
VII	1150	12	-3	27	1124	550	-601	523	-	550	17,10	-1,61	18,71	141,48	142,27	141,87	108,12	33,4	154	По ВХК	3,69
VIII	770	8	-2	12	753	550	-214	539	-	550	18,71	-0,57	19,28	142,27	142,56	142,41	108,12	33,9	161	По ВХК	3,86
IX	641	6	-1	10	626	550	-86	540	-	550	19,28	-0,23	19,52	142,56	142,68	142,62	108,64	33,6	160	По ВХК	3,84
X	458	2	0	7	449	275	-181	268	-	275	19,52	-0,48	20,00	142,68	143,00	142,84	107,89	34,6	82	По ВХК	1,96

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в средневодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Ме с	Q быт.	Q исп.	Q лед.	Q фил.	Q пол.	Q н б	Q вдхр	Q ГЭС	Q хол.	Q ВХК	V нач.	dV	V кон.	Z нач. ВБ	Z кон. ВБ	Z ср.	Z НБ	ΔH	Мо-ть, МВт	Выработка суточная, млн кВт·ч	Нгар, МВт
XI	178	0,89	5,34	2,67	169,1	722	550	719	0	275	20,00	1,47	18,53	143,00	142,18	142,59	109,04	33,2	210	151	209
XII	88	0,44	3,432	1,32	82,808	1049	965	1048	0	275	18,53	2,58	15,94	142,18	140,73	141,45	109,66	31,4	290	216	289
I	34	0,17	1,87	0,51	31,45	1172	1140	1171	0	275	15,94	3,05	12,89	140,73	137,83	139,28	109,85	29,1	300	223	289
II	19	0,095	0,979	0,29	17,642	991	973	991	0	275	12,89	2,61	10,28	137,83	134,70	136,27	109,56	26,3	230	154	209
III	16	0,16	0	0,24	15,6	266	250	266	0	275	10,28	0,67	9,61	134,70	133,84	134,27	107,57	26,3	62	46	По ВХК
IV	336	3,36	-1,68	5,04	329,28	284	-50	279	0	275	9,61	-0,13	9,75	133,84	134,02	133,93	107,60	26,0	64	46	По ВХК
V	2304	23,04	-1,32	34,6	2247,7	490	-1792	456	0	550	9,75	-4,80	14,55	134,02	139,55	136,78	108,01	28,4	114	85	По ВХК
VI	2335	23,35	-2,02	35	2278,6	725	-1589	690	0	550	14,55	-4,26	18,80	139,55	142,31	140,93	108,44	32,1	195	140	По ВХК
VII	1635	16,35	-3,22	24,5	1597,3	1212	-410	1187	0	550	18,80	-1,10	19,90	142,31	142,93	142,62	109,19	33,1	346	257	По ВХК
VIII	1031	10,31	-2,15	15,5	1007,4	1003	-20	987	0	550	19,90	-0,05	19,95	142,93	142,97	142,95	108,89	33,7	293	218	По ВХК
IX	1142	11,42	-1,23	17,1	1114,7	1127	-5	1110	0	550	19,95	-0,01	19,97	142,97	142,98	142,97	109,79	32,8	321	231	По ВХК
X	528	2,64	0	7,92	517,44	513	-12	505	0	275	19,97	-0,03	20,00	142,98	143,00	142,99	108,55	34,1	152	113	По ВХК
																			Сумм. выработка	1880	

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

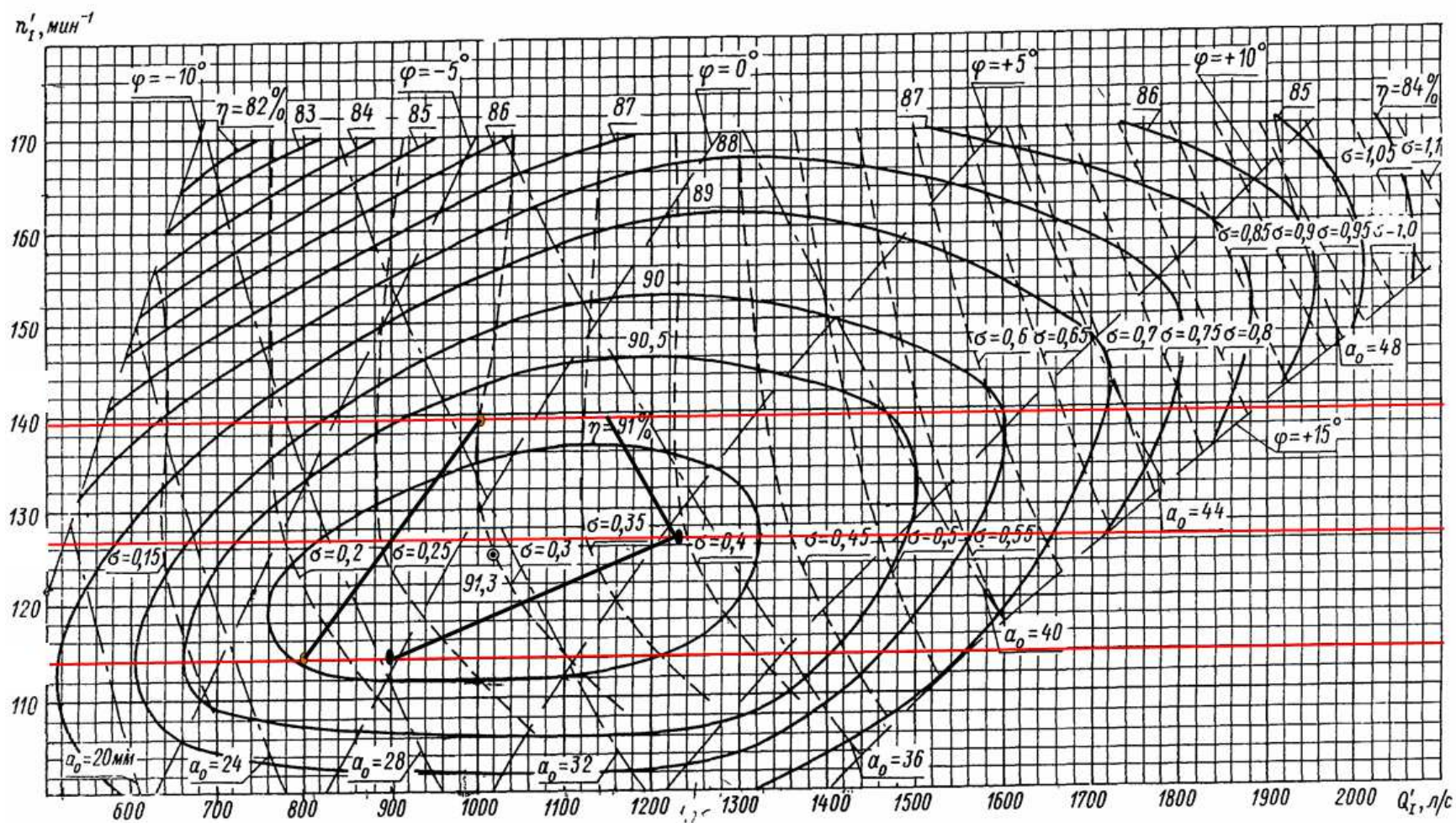


Рисунок В.1 – Зона работы гидротурбины ПЛ40а-В-600

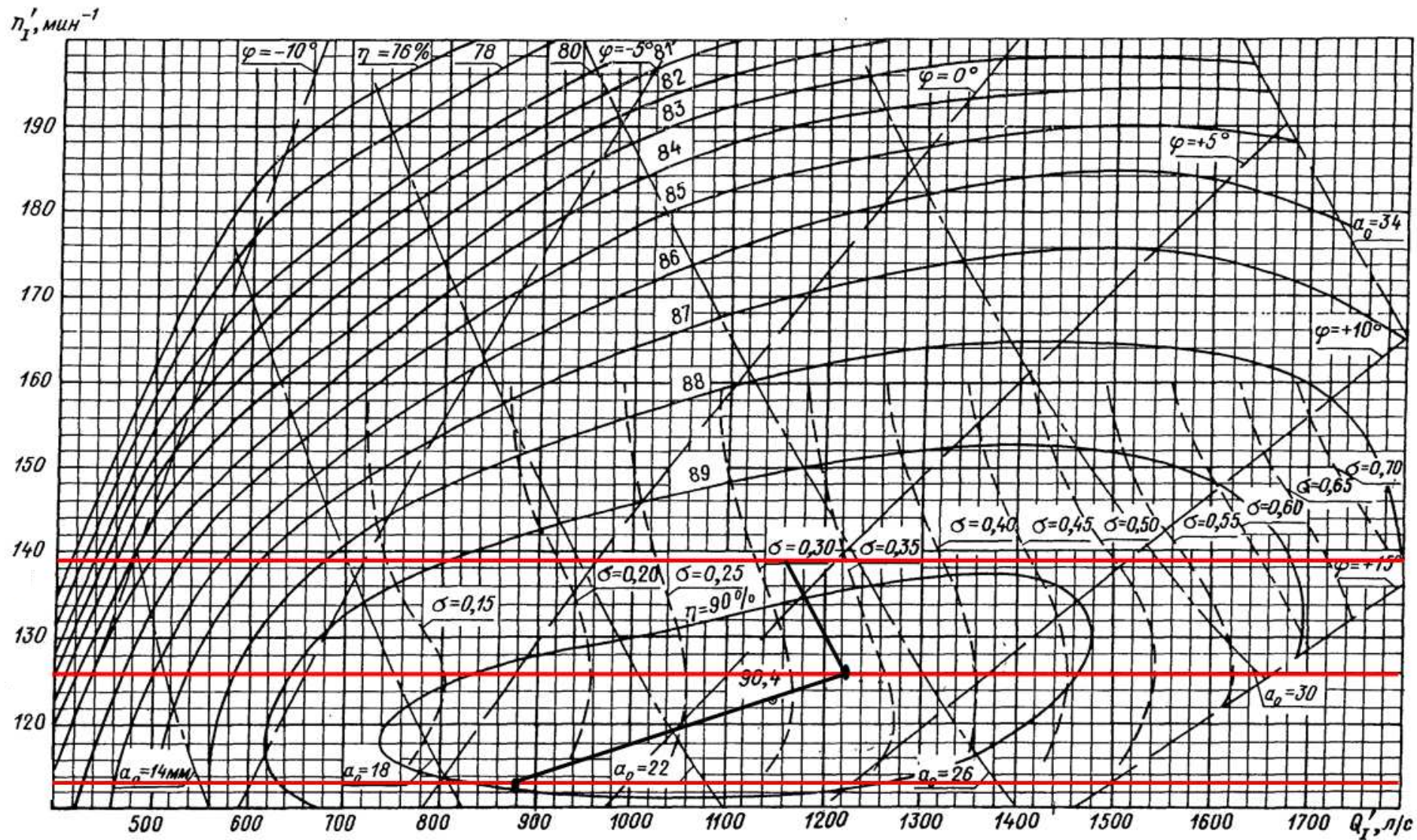


Рисунок В.2 – Зона работы гидротурбины ПЛ406-В-600

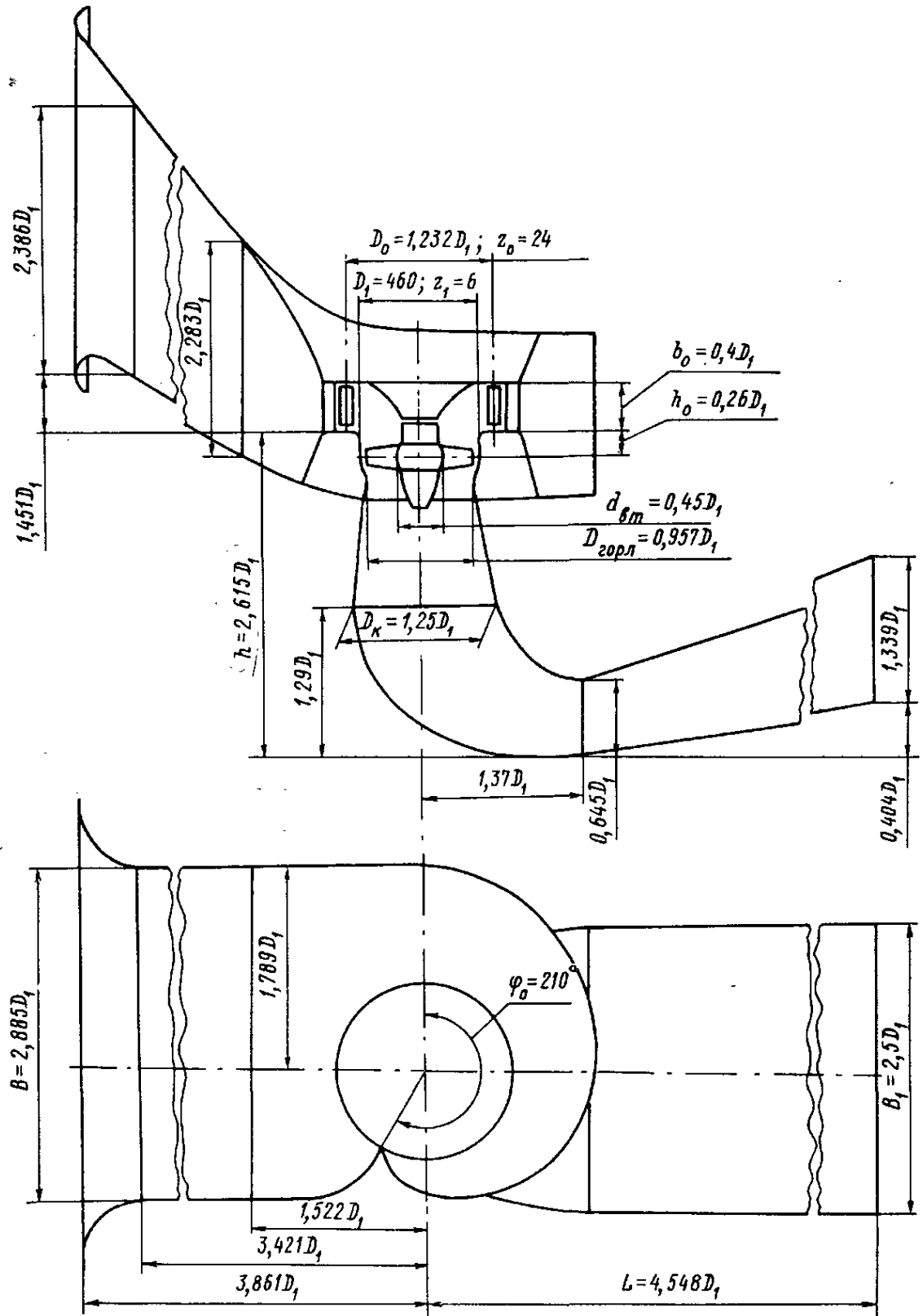


Рисунок В.3 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ40а-В-600

Продолжение приложения Г

Таблица В.1 – результаты расчета бетонной спиральной камеры

Величин а	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	10,73	10,13	9,52	8,92	8,31	7,71	7,10	6,50	5,89	5,29	4,68	4,08
ai	6,06	5,45	4,85	4,24	3,64	3,03	2,43	1,82	1,22	0,61	0,01	-0,60
mi	5,72	5,15	4,58	4,01	3,43	2,86	2,29	1,72	1,15	0,58	0,01	-0,57
bi	8,12	7,55	6,98	6,41	5,83	5,26	4,69	4,12	3,55	2,98	2,41	1,83
rk	6,21	6,05	5,90	5,75	5,60	5,44	5,29	5,14	4,98	4,83	4,68	4,52
rk/ra	1,33	1,30	1,26	1,23	1,20	1,16	1,13	1,10	1,07	1,03	1,00	0,97
ln(rk/ra)	0,28	0,26	0,23	0,21	0,18	0,15	0,12	0,09	0,06	0,03	0,00	-0,03
ri/ra	2,30	2,17	2,04	1,91	1,78	1,65	1,52	1,39	1,26	1,13	1,00	0,87
ln(ri/ra)	0,83	0,77	0,71	0,65	0,58	0,50	0,42	0,33	0,23	0,12	0,00	-0,14
bln(ri/ra)	6,75	5,84	4,96	4,14	3,36	2,63	1,96	1,36	0,82	0,37	0,00	-0,25
rk·ctgΥ	23,16	22,59	22,02	21,45	20,88	20,31	19,74	19,16	18,59	18,02	17,45	16,88
rk·ctgΥ·ln (rk/ra)	6,57	5,84	5,13	4,43	3,75	3,09	2,44	1,80	1,19	0,59	0,01	-0,56
jiΥ	6,23	5,47	4,74	4,04	3,37	2,74	2,15	1,60	1,11	0,69	0,33	0,07
φ _i	210,0	184,4	159,8	136,1	113,6	92,3	72,4	54,0	37,5	23,1	11,2	2,31
Qi	137,98	121,19	104,99	89,45	74,64	60,64	47,55	35,51	24,65	15,19	7,36	1,52

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Устройства РЗА

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительны е единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,15 \cdot I_H$	0,72 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,4	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,41 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,22 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{02G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,72 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,22 \cdot I_H$	1,05 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,15 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,29 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,89 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,075	0,118 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,55 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,87 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	5,01 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	9,97 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖГ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_3	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1					+	
			t_2				+		
t_3	+	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1					+	
			t_2				+		
t_3	+		+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2				+		
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Компоновка и сооружение гидроузла

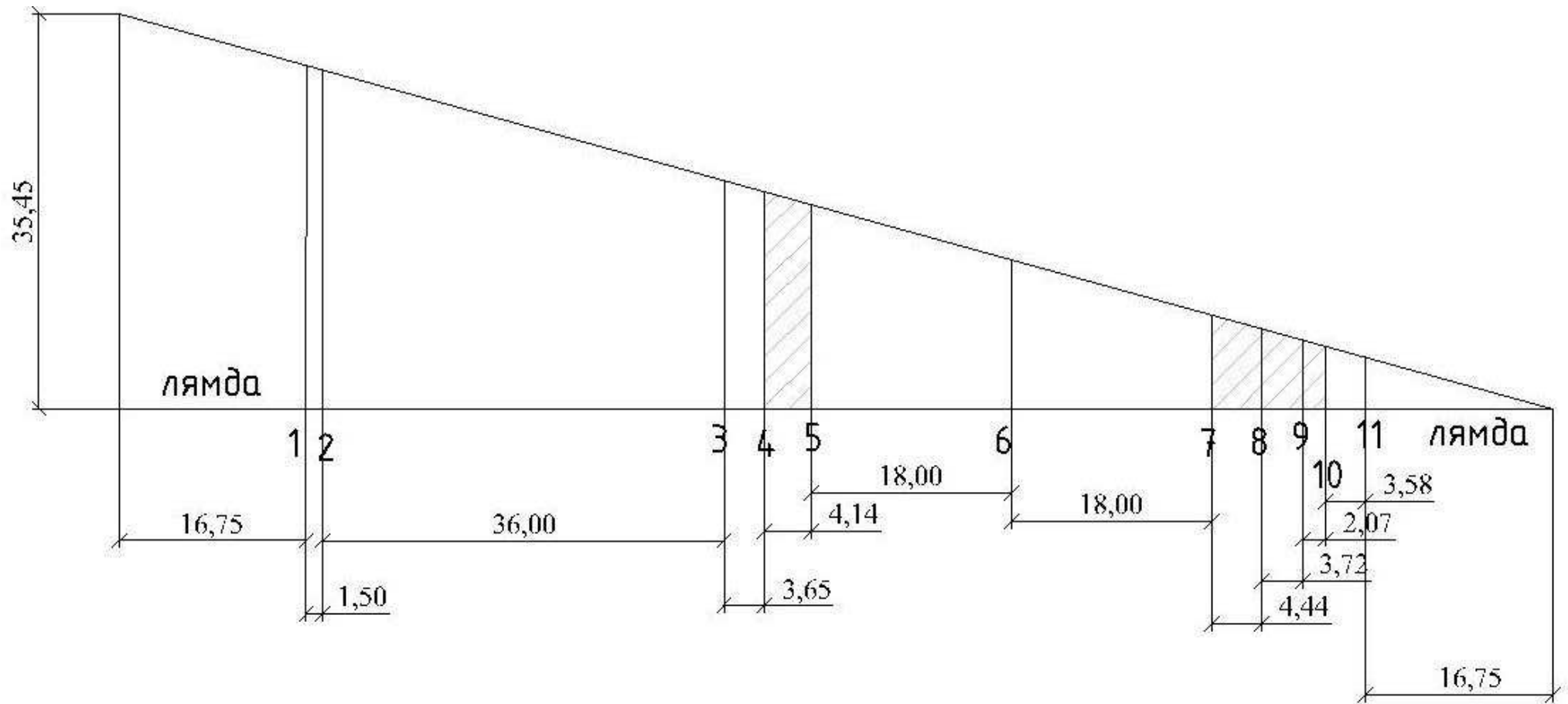


Рисунок Д.1 – Расчетная схема контура фильтрационного потока.

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись инициалы, фамилия

« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НОВОБУРЕЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БУРЕЯ.
УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО
ПОЖАРОТУШЕНИЯ И ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ НА
ПОДСТАНЦИЯХ.**

Руководитель


подпись, дата

Заведующий кафедры ГГЭЭС

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник


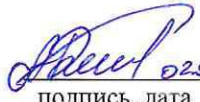


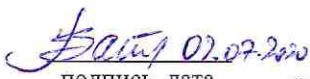

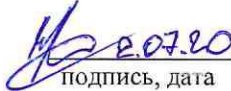
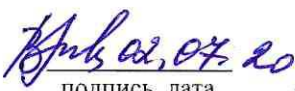
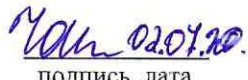

подпись, дата

К.А. Бархатов
инициалы, фамилия

Черемушки, 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Новобурейской ГЭС на реке Буря. Установки и системы автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации на подстанциях».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	 подпись, дата	<u>Е.Ю. Затеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	 подпись, дата	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	 подпись, дата	<u>А.В. Широков</u> инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	 подпись, дата	<u>В.Б. Затеев</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность.	 подпись, дата	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	 подпись, дата	<u>В.А. Кадычегов</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	<u>В.В. Лапасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия