

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Гидроэлектроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

подпись

А.А. Ачитаев

инициалы фамилия

« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСАЯ РАБОТА
13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯРНЕМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОНЕГА.
СИСТЕМА ВИБРАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ
тема

Руководитель	_____	<u>Старший преподаватель,</u> <u>Саяно-Шушенского</u> <u>филиала СФУ</u>	<u>А.М. Волошин</u>
	подпись, дата	должность, место работы	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.И. Зеленина</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ярнемской
ГЭС на реке Онега. Система вибрационного контроля гидроагрегатов»
название ВКР

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЯРНЕМСКОЙ ГЭС	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1 Общая часть	11
1.1 Природные условия	11
1.1.1 Климат	11
1.1.2 Гидрологические данные	11
1.1.3 Геологические данные	13
1.2 Сейсмические данные	13
1.3 Энергоэкономическая характеристика района	13
2 Водно-энергетические расчеты	14
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	14
2.2 Выбор расчетного средневодного года 50%	15
2.3 Выбор расчетного маловодного года 90%	15
2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистем существующими электростанциями	16
2.5 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК	17
2.6 Баланс энергии	18
2.7 Водно-энергетический расчет режима ГЭС по маловодному году	20
2.8 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок	21
2.9 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	21
2.10 Баланс мощностей	22
2.11 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году	23
2.12 Режимное поле	24
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	25
3.1 Основное оборудование	25
3.1.1 Выбор гидротурбин	25
3.1.2 Расчет параметров гидротурбин	26
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса	29
3.3 Подбор гидрогенератора	31
3.4 Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры	33
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор МНУ и ЭГР	36
3.5.1 Расчет вала на прочность	36
3.5.2 Расчет сегментарного подшипника	36
3.5.3 Выбор типа маслonaпорной установки	37

3.5.4	Выбор электрогидравлического регулятора.....	37
4	Электрическая часть	37
4.1	Выбор структурной схемы ГЭС.....	37
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	38
4.2.1	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	38
4.2.2	Выбор повышающего трансформатора для схемы с укрупненными блоками.	40
4.2.3	Выбор трансформаторов собственных нужд	41
4.2.4	Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН.....	42
4.2.5	Технико-экономический расчет.....	43
4.3	Расчет токов КЗ.....	44
4.3.1	Параметры элементов схемы для расчетов токов КЗ	44
4.3.2	Расчет токов короткого замыкания с помощью программного комплекса RastrWin 3.....	46
4.3.3	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима ...	47
4.3.4	Результаты расчетов токов КЗ	48
4.4	Выбор электрических аппаратов	48
4.4.1	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	48
4.4.2	Выбор трансформатора тока и напряжения	49
4.4.3	Выбор параметров КРУЭ	50
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	50
5.1	Релейная защита и автоматика.....	50
5.1.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	50
5.1.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор	51
5.1.3	Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор	53
5.1.4	Расчет токов КЗ	55
5.2	Описание защит и расчет их уставок	58
5.2.1	Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора ($I > I_{TB}$), ($I >> I_{TB}$).....	58
5.2.2	Продольная дифференциальная защита (I_{DG}).....	60
5.2.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_O))	63
5.2.4	Защита от повышения напряжения ($U_1 >$), ($U_2 >$)	66
5.2.5	Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)	66

5.2.6	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	70
5.2.7	Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	73
5.2.8	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	76
5.3	Выбор комплекса защит генератора-трансформатор	78
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	78
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта.....	78
6.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины при основном сочетании нагрузок	78
6.2	Гидравлические расчеты.....	80
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	81
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	82
6.2.3	Определение расчетной отметки форсированного уровня.....	84
6.2.4	Построение профиля водосливной грани	85
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	86
6.2.6	Расчет водобойной плиты	87
6.2.7	Расчет водобойной стенки.....	88
6.3	Конструирование плотины	89
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	89
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами	91
6.3.3	Быки	91
6.3.4	Дренаж тела бетонных плотин.....	91
6.3.5	Галереи в теле плотины	92
6.4	Основные элементы плотины	92
6.4.1	Понур.....	92
6.4.2	Дренажные устройства в основании плотины	93
6.4.3	Водобой, рисберма и ковш.....	93
6.4.4	Фильтрационные расчеты подземного контура.....	94
6.4.5	Построение эпюры противодавления методом удлиненной контурной линии	94
6.5	Определение состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий.	95
6.5.1	Вес сооружения и затворов	95
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	96
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	97
6.5.4	Сила фильтрационного давления	98

6.5.5	Волновое давление	98
6.5.6	Давление грунта	99
6.6	Расчет прочности плотины	102
6.6.1	Критерии прочности плотины	104
6.6.2	Расчет устойчивости плотины	105
6.7	Расчет длины здания ГЭС.....	106
6.8	Проектирование глубинных водосбросов	106
6.9	Проектирование грунтовой плотины	107
6.10	Расчет высоты перемычек 1-й очереди.....	108
7	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды	109
7.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	109
7.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	110
7.3	Отходы, образующиеся при строительстве	112
7.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	113
7.5	Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	114
7.6	Водоохранная зона	115
7.7	Водоохранные мероприятия по электростанции	115
8	Пожарная безопасность. Охрана труда.....	116
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений	116
8.2	Пожарная безопасность	117
8.3	Опасные производственные факторы, действующие на предприятии	118
8.4	Охрана труда.....	119
9	Технико-экономические показатели	121
9.1	Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	121
9.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	121
9.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	122
9.1.3	Налоговые расходы	124
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	125
9.2.1	Анализ денежных потоков	126
9.3	Оценка инвестиционного проекта	126
9.3.1	Методология, исходные данные	127
9.3.3	Бюджетная эффективность.....	128
9.4	Анализ чувствительности.....	128
10	Система вибрационного контроля гидроагрегатов.	130
10.1	Общие сведения о вибрационном контроле	130
10.1.1	Назначение	130

10.1.2	Методы измерения	130
10.1.3	Силы, вызывающие вибрацию в гидроагрегатах.....	131
10.1.4	Требования, предъявляемые к системе вибрационного контроля..	132
10.1.5	Датчики вибрации	133
10.1.6	Определение вибрационного состояния гидроагрегата.....	135
10.1.7	Примеры неполадок, выявленных благодаря системе вибрационного контроля	137
10.2	Система измерительно-управляющая защиты от недопустимого уровня вибрации гидроагрегатов Зейской ГЭС	138
10.2.1	Назначение	138
10.2.2	Принцип действия	139
10.2.3	Структурная схема	139
10.2.4	Ограничение режима работы ГА	150
10.2.5	Запрет пуска ГА.....	150
10.2.6	Автоматический останов ГА.....	151
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		152
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		153
ПРИЛОЖЕНИЕ А Общая часть		156
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно-энергетические расчеты		157
ПРИЛОЖЕНИЕ В Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование		163
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем		167
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Компановка и сооружения гидроузла		169
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Система вибрационного контроля гидроагрегатов		170

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЯРНЕМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Онега.
2. Наименование ГЭС.....Ярнемская.
3. Местонахождение ГЭС.....Архангельская область.
4. Тип проектируемой установки.....ГЭС.
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....363 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1%.....2954 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%.....3694 м³/с;
 - г) минимальный.....80 м³/с.
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка НПУ.....50 м;
 - в) отметка ФПУ.....51,50 м;
 - г) отметка УМО.....41,58 м;
 - д) объем водохранилища полный.....6,24 км³;
 - е) объем водохранилища полезный.....3,16 км³.
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....33,51 м;
 - б) расчетный.....25,22 м;
 - в) минимальный.....21,70 м.
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная.....146 МВт;
 - б) мощность гарантированная.....109 МВт;
 - в) среднемноголетняя выработка энергии.....721,85 млн. кВт·ч;
 - г) число часов использования установленной мощности.....4000 ч.
9. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) левобережная глухая грунтовая плотина.....343,73 м / 54,80 м;
 - б) стационарная часть плотины.....72 м / 54,80 м;
 - в) правобережная глухая бетонная плотина.....96,81 м / 54,80 м.
10. Водосбросные сооружения:
 - а) тип.....поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов.....6 отверстий по 9 м;
 - в) общая длина/максимальная высота.....72 м / 54,80 м;
 - г) тип.....глубинный водослив;
 - д) число и размер пролетов.....3 отверстия по 2,5 м;
 - е) общая длина/максимальная высота.....19,5 м / 54,80 м.
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....русловое;
 - б) число агрегатов.....3;
 - в) грунты в основании.....суглинок;
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная прямоугольного сечения;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая.

12. Основное оборудование:

- а) тип турбины.....ПЛ406-В-560;
- б) тип генератора.....СВ840/80-52;
- в) мощность генератора.....49 МВт;
- г) частота вращения.....115,4 об/мин;
- д) тип трансформаторов.....ТД – 63000/220 У1;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) чистый приведенный доход (NPV).....75,12 млн. руб;
- б) период окупаемости.....12 лет и 9 месяцев;
- в) индекс прибыльности.....1,02;
- г) удельные капиталовложения.....92000 руб/кВт;
- д) себестоимость электроэнергии.....0,29 руб/кВт·ч.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особое место в современных энергосистемах, выполняя главную роль по регулированию ее параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. ГЭС имеют множество преимуществ. Одним из них является низкая себестоимость электроэнергии. Источником энергии является вода, что является возобновляемым источником энергии.

Вопрос энергоснабжения важен, особенно в таком регионе, как Архангельская область. Планируется, что Архангельская зона станет ключевым промышленным узлом освоения Арктики с развитой социальной инфраструктурой, размещенной в семи муниципальных образованиях.

Целью бакалаврской работы является проектирование Ярнемской ГЭС на реке Онега, выполнение водно-энергетических расчетов, выбор основного и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда, охраны окружающей среды, пожарной безопасности, а также проведение технико-экономического расчета для обоснования целесообразности реализации проекта.

1 Общая часть

Створ проектируемой Ярнемской ГЭС расположен на реке Онега, в Плесецком районе Архангельской области. Он удален на 4 км вверх по течению от деревни Ярнема. Административный центр района город Плесецк расположен на расстоянии в 54 км от выбранного створа.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Створ проектируемой ГЭС находится в зоне умеренно-континентального климата в Плесецком районе Архангельской области России. Средняя температура января - 12,9 °С, июля + 15,9 °С. Территория относится к зоне избыточной влажности. За год выпадает 541 мм осадков.

1.1.2 Гидрологические данные

Онега — река на северо-западе России, в Архангельской области. Впадает в Онежскую губу Белого моря. Длина — 416 км, площадь водосборного бассейна — 56 900 км², уклон реки — 0,284 м/км.

Питание смешанное, с преобладанием снегового. Сток в верховье зарегулирован озерами. Половодье обычно наблюдается с мая по июнь.

Среднемноголетний расход реки равен $Q = 363 \text{ м}^3/\text{с}$. Санитарный пропуск $Q_c = 160 \text{ м}^3/\text{с}$. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,3 \text{ м}$. Гидрологический ряд расходов воды за период 1947-1996 гг. представлен в приложении А, рисунок А.1.

Координаты кривых связей нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объемов водохранилища представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связей нижнего и верхнего бьефов

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефов			
		Лето		Зима	
Zвб, м	V, км ³	Zнб, м	Q, м ³ /с	Zнб, м	Q, м ³ /с
16,2	0	15,39	0	15,39	0
26,01	0,4	18,37	400	18,37	400
31,41	0,8	20,39	800	20,39	800
34,41	1,2	21,89	1200	21,89	1200
36,26	1,6	23,14	1600	23,14	1600
37,71	2	24,28	2000	24,28	2000
39,1	2,4	25,38	2400	25,38	2400
40,55	2,8	26,43	2800	26,43	2800
42,02	3,2	27,41	3200	27,41	3200
43,41	3,6	28,3	3600	28,3	3600
44,66	4	29,07	4000	29,07	4000
45,71	4,4	29,74	4400	29,74	4400
46,61	4,8	30,32	4800	30,32	4800
47,45	5,2	30,86	5200	30,86	5200
48,32	5,6	31,4	5600	31,4	5600

Окончание таблицы 1.1.

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефов			
		Лето		Зима	
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	$V, \text{ км}^3$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
49,33	6	31,98	6000	31,98	6000
50,44	6,4	32,59	6400	32,59	6400
51,42	6,8	33,19	6800	33,19	6800
51,73	7,2	33,6	7200	33,6	7200

Кривые связи расхода и уровней нижнего бьефа для зимы и лета представлены на рисунке 1.1.

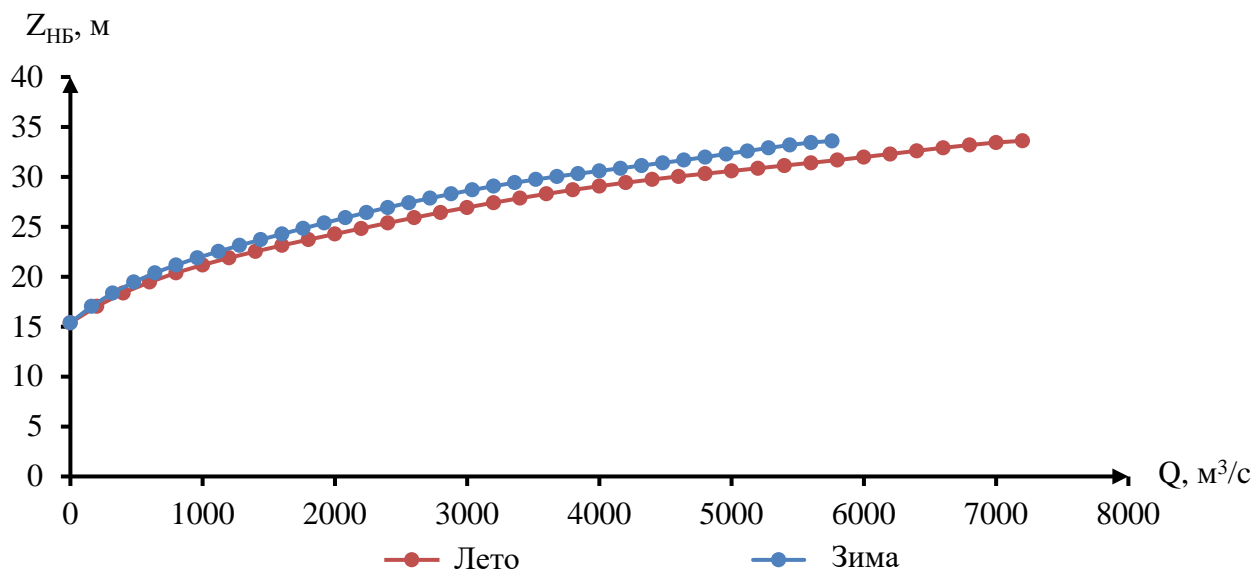


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

Кривая связи объема водохранилища и уровня верхнего бьефа представлена на рисунке 1.2.

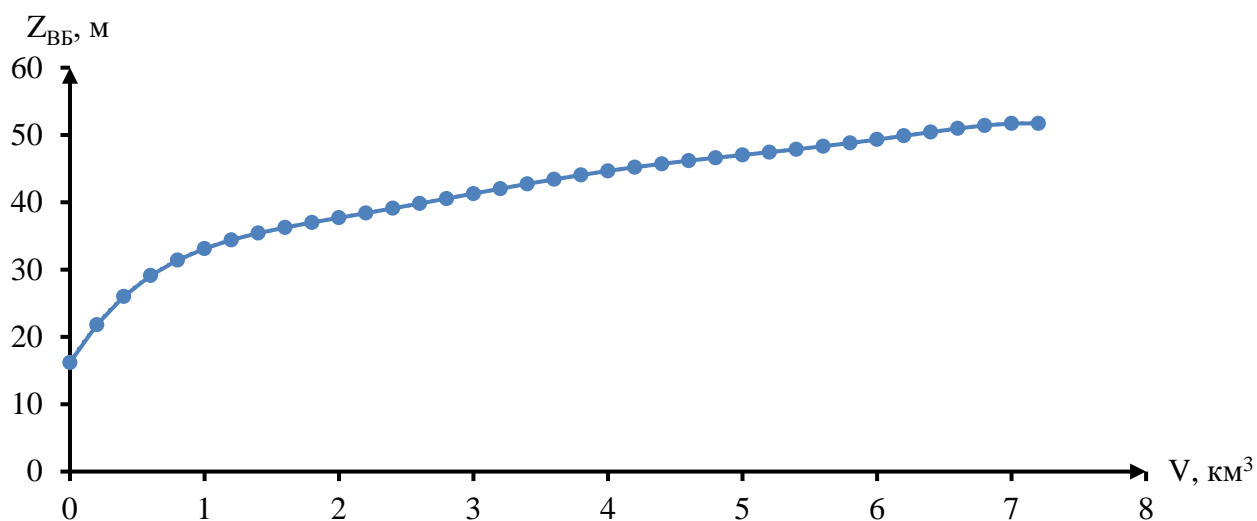


Рисунок 1.2 – Кривая связи объема водохранилища и уровня верхнего бьефа

1.1.3 Геологические данные

Тип грунта, залегающий в основании и береговых массивах выбранного створа: суглинок.

1.2 Сейсмические данные

Согласно карте сейсмической активности, в районе нахождения ГЭС возможны землетрясения порядка 6 баллов по шкале MSK-64.

1.3 Энергоэкономическая характеристика района

Архангельская область – это край лесной индустрии, рыбной промышленности, современного судостроения и российской космонавтики. На территории области зарегистрировано более 24 тысяч предприятий и организаций всех форм собственности и хозяйствования. Экономическое развитие по наиболее традиционным отраслям в области базируется на предприятиях лесопромышленного комплекса, строительной индустрии и развитой инфраструктуре торговых портов, включая Архангельский морской порт.

В числе крупных потребителей, определяющих рост спроса на электрическую энергию в период до 2024 года входят судоремонтные заводы и предприятия по ремонту судов (АО «Северный Рейд», АО СПО «Арктика», АО «ПО «Севмаш»), деревообрабатывающие комбинаты и производители столярных изделий и древесных плит (Онежский лесопильно-деревообрабатывающий комбинат, Вельский деревообрабатывающий комбинат), являющиеся потенциальными потребителями.

Проектируемая ГЭС будет работать на Архангельское РДУ (ОДУ Северо-Запада).

Суточные графики нагрузки электросистемы для зимнего и летнего сезонов представлены на рисунке 1.3.

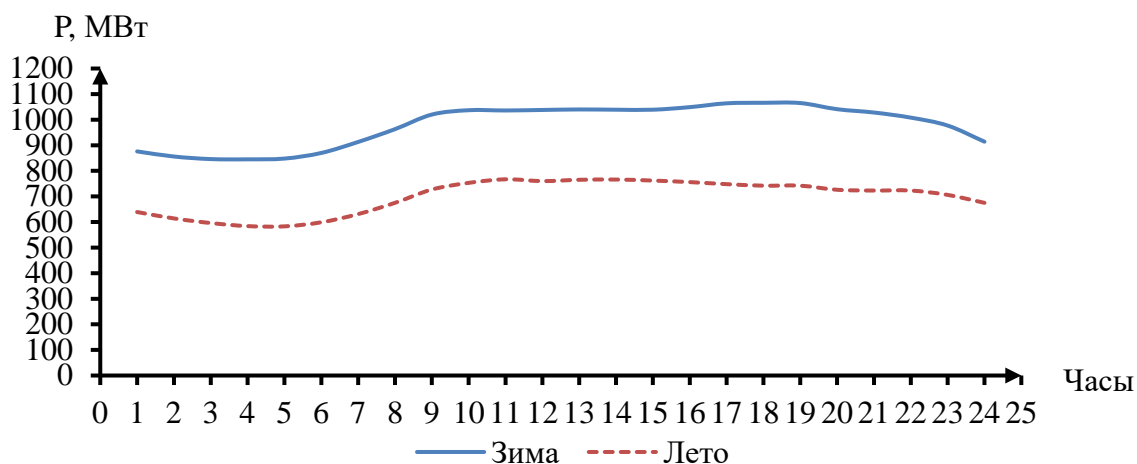


Рисунок 1.3 – Суточные графики нагрузки ЭС

Годовые графики нагрузки электросистемы для зимнего и летнего сезонов представлены на рисунке 1.4.

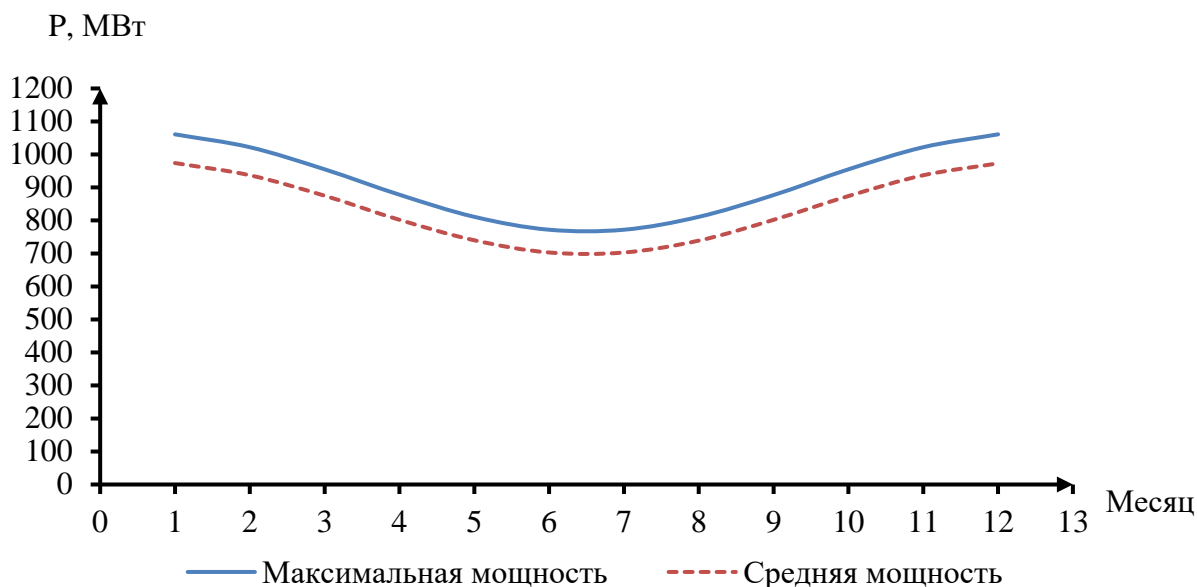


Рисунок 1.4 – Годовые графики нагрузки ЭС

Годовой максимум нагрузки энергосистемы $P_c^{\max} = 1061$ МВт. Ближайшими существующими ГЭС к проектируемой станции являются Верхне-Свирская, Нижне-Свирская, Кондопожская, Пальеозерская, Выгатовская, Беломорская, Маткожененская и Палакоргская ГЭС. От общей выработки и мощности было взято 25% - $\mathcal{E}_{\text{год}} = 543,85$ млн. кВт·ч, $N_{\text{уст}} = 123,15$ МВт. Аварийный резерв составляет 10% рабочей мощности, нагрузочный 3%; коэффициент мощности $k_N = 8,6$.

2 Водно-энергетические расчеты

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

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Остальные месяцы составят маловодный период.

Для всех лет ряда вычисляются средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Полученные расходы ранжируются в порядке убывания и по формуле (2.1).

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

где P – расчетная обеспеченность, %;

n – порядковый номер члена ряда, ранжированного по убыванию;

n – число членов ряда.

Результаты приводятся в приложении Б, таблица Б.1. Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаются равными 90 и 50% соответственно.

2.2 Выбор расчетного средневодного года 50%

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяются ближайшие годы справа и слева от расчетной 50 – процентной обеспеченности: 1953 и 1994 годы. Значение расхода интерполируется для 50 – процентной обеспеченности.

Среднеполоводное значение для 50% обеспеченности – 754 м³/с. Это базовое значение.

Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности – 215,5 м³/с.

Коэффициенты приведения для 1953 г.:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п}1953}} = \frac{754}{712} = 1,06, \quad (2.2)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м}1953}} = \frac{215,5}{239} = 0,9. \quad (2.3)$$

Коэффициенты приведения для 1994 г.:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п}1994}} = \frac{754}{759} = 0,99, \quad (2.4)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м}1994}} = \frac{215,5}{218} = 0,99. \quad (2.5)$$

Приведение и корректировка не нужны. Результаты расчета расходов в расчетном средневодном году представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расходы в расчетном средневодном году 1994 (P=50%)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.год
Q50%	138	125	105	367	1319	592	365	193	230	340	246	217	353

2.3 Выбор расчетного маловодного года 90%

По значениям среднегодовых расходов 90-процентной обеспеченности соответствует 1957 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 480 м³/с.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно $156 \text{ м}^3/\text{с}$.
Коэффициенты приведения для 1957 г.:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{п}1957}} = \frac{480}{492} = 0,98, \quad (2.6)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м}50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{м}1957}} = \frac{156}{156} = 1. \quad (2.7)$$

Маловодный год не нуждается в приведении и корректировке. Результаты расчета расходов в расчетном маловодном году представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном маловодном году 1957 (P=90%)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
Q90%	84	77	75	292	746	365	364	157	164	256	222	80	240

Сравнение расходов средневодного и маловодного года представлено в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q50%-Q90%	54	47	31	76	573	227	0	36	66	84	24	137

На рисунке 2.1. представлены расходы маловодного и средневодного года.

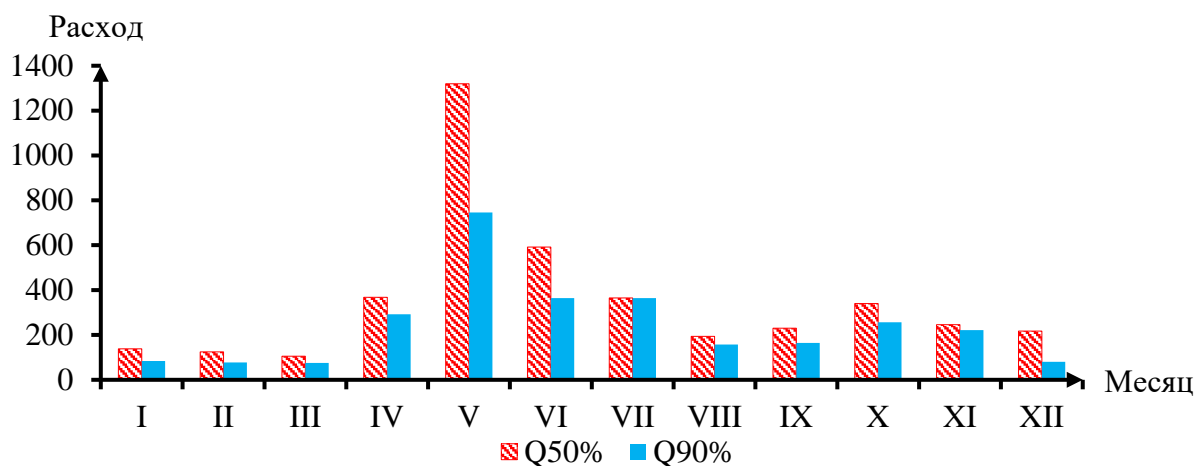


Рисунок 2.1 – Расходы маловодного, средневодного года

2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистем существующими электростанциями

Так как проектируемая ГЭС работает на Архангельское РДУ, предполагается, что только часть мощностей, существующих ГЭС работают на выбранный график нагрузки: $\mathcal{E}_{\text{ср.г.}} = 1,49 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$, $N_{\text{ср.г.}} = 62 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}$.

Из годовой выработки существующих ГЭС получены 12 суточных значений мощности и выработки для каждого месяца года. Значения среднесуточных выработок и мощностей для существующих ГЭС представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Э ср.сут., млн. кВт·ч	1,79	1,71	1,56	1,42	1,27	1,19	1,19	1,27	1,42	1,56	1,71	1,79
N ср.сут., МВт	74	71	65	59	53	50	50	53	59	65	71	74

2.5 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчетного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле (2.8):

$$H_{ГЭС} = z_{ВБ} - z_{НБ} - \Delta h = 50 - 16,25 - 0,3 = 33,44, \quad (2.8)$$

где $z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;

$z_{НБ}$ – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учетом зимней и летней кривой связи $z_{НБ} = f(Q)$;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Тогда бытовая мощность:

$$N_{быт.} = k_N \cdot Q_{пол.}^{быт.} \cdot H_{ГЭС} = 8,6 \cdot 84 \cdot 33,44 = 24 \text{ МВт}, \quad (2.9)$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{пол.}^{быт.}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{ГЭС}$ – напор ГЭС.

Результаты расчета режима работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{быт.пол.} , м ³ /с	84	77	75	292	746	365	364	157	164	256	222	80
z _{вб.} , м	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
z _{нб.} , м	16,26	16,18	16,16	18,14	20,14	18,14	18,13	16,69	16,74	17,84	17,56	16,22
H _{гэс.} , м	33,44	33,52	33,54	31,56	29,56	31,56	31,57	33,01	32,96	31,86	32,14	33,48
N _{быт.} , МВт	24	22	22	79	190	99	99	45	46	70	61	23

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчет происходит аналогично расчету режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчетах используются расходы водохозяйственного комплекса. Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв.}} = 8,6 \cdot 160 \cdot 32,66 = 45 \text{ МВт}, \quad (2.10)$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса;

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

Результаты расчета режима работы ГЭС по требованиям ВХК представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ВХК} , м ³ /с	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
звб, м	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
знб, м	17,04	17,04	17,04	17,04	16,71	16,71	16,71	16,71	16,71	17,04	17,04	17,04
H _{ГЭС} , м	32,66	32,66	32,66	32,66	32,99	32,99	32,99	32,99	32,99	32,66	32,66	32,66
N _{ВХК} , МВт	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45

Для построения баланса энергии, сравниваются режимы работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку и определяются избыточные мощности. Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
N _{быт.} , МВт	24	22	22	79	190	99	99	45	46	70	61	23
N _{ВХК} , МВт	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
N _{быт.} - N _{ВХК} , МВт	-21	-23	-23	34	145	54	54	0	1	25	16	-22

$$N_{\text{изб.}} = \sum(N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}) = 240 \text{ МВт}. \quad (2.11)$$

2.6 Баланс энергии

Производится построение баланса энергий, на котором указывается линия гарантированной мощности. Данные для построения баланса энергии сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Данные для построения баланса энергии.

Месяц	$P_{ср}$, МВт	$N_{сущ}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{ВХК}$, МВт	$N_{гар}$, МВт - в первом приближении	$N_{гар}$, МВт - конечный вариант
I	973	74	24	45	125	109
II	937	71	22	45	92	76
III	875	65	22	45	по ВХК	по ВХК
IV	802	59	79	45	по ВХК	по ВХК
V	739	53	190	45	по ВХК	по ВХК
VI	703	50	99	45	по ВХК	по ВХК
VII	703	50	99	45	по ВХК	по ВХК
VIII	739	53	45	45	по ВХК	по ВХК
IX	802	59	46	45	по ВХК	по ВХК
X	875	65	70	45	по ВХК	по ВХК
XI	937	71	61	45	92	76
XII	973	74	23	45	125	109

Баланс энергии приведен на рисунке 2.2.

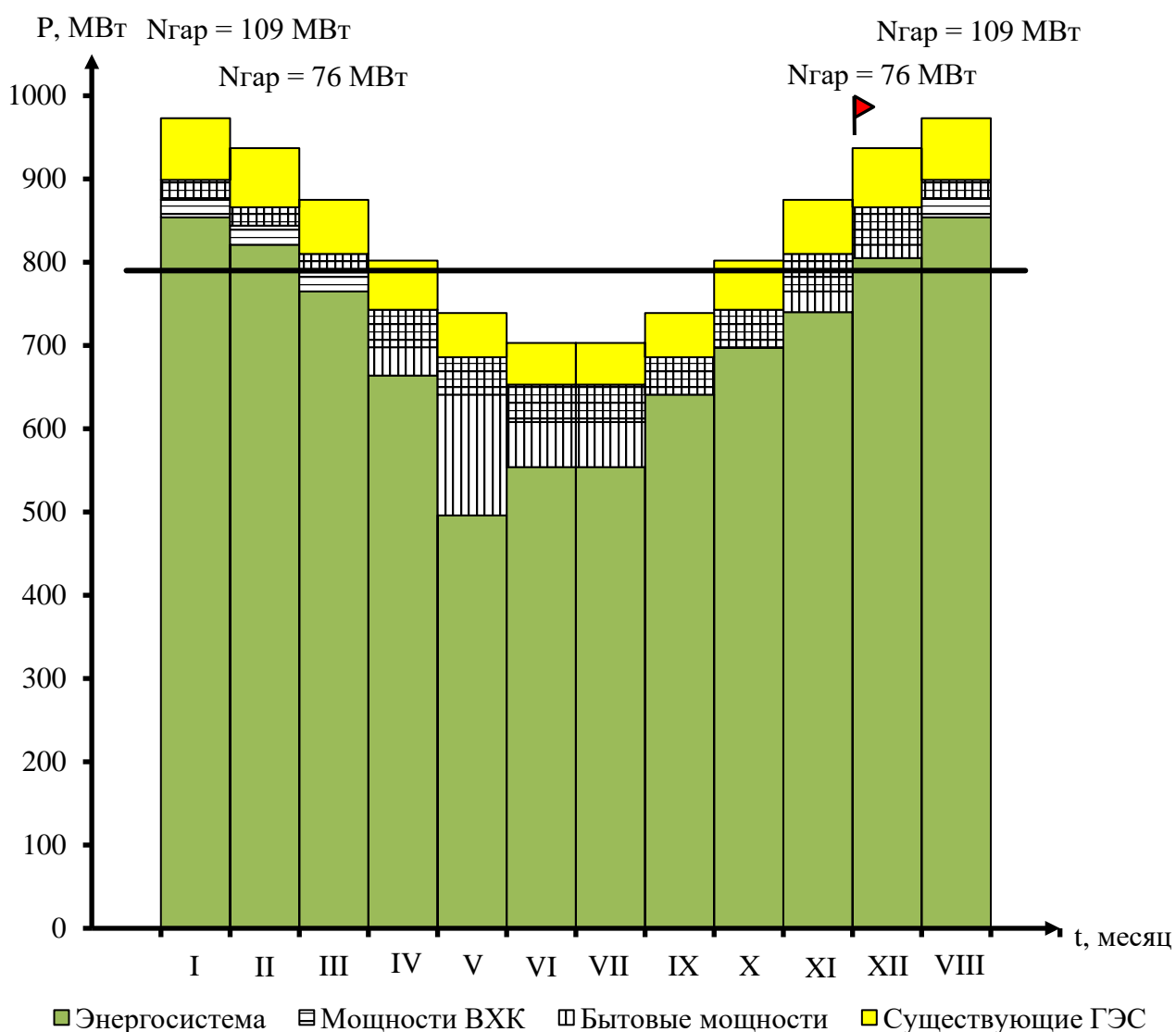


Рисунок 2.2 – Баланс энергии

2.7 Водно-энергетический расчет режима ГЭС по маловодному году

Водно-энергетический расчет производится по гарантированной мощности, найденной из баланса энергии.

Расчеты производятся в табличной форме, где:

Полезный бытовой приток:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лед.}} \quad (2.12)$$

Турбинный расход ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} - Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}} \quad (2.13)$$

Расход нижнего бьефа гидроузла:

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.14)$$

Приращение объема водохранилища:

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес}}}{10^9} \quad (2.15)$$

Средний на расчетном интервале уровень верхнего бьефа:

$$Z_{\text{ВБср}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон}}}{2} \quad (2.16)$$

Напор:

$$H = Z_{\text{ВБср}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.17)$$

Средне интервальная мощность ГЭС:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{ГЭС}} \cdot H \quad (2.18)$$

Первая итерация приведена в приложении Б, таблица Б.2. Конечный результат приведен в приложении Б, таблица Б.3.

После окончательного выполнения водно-энергетического расчета режима работы ГЭС в маловодном году определена гарантированная мощность ГЭС: $N_{\text{гар.}}^{\text{ноябрь}} = N_{\text{гар.}}^{\text{февраль}} = 76 \text{ МВт}$, $N_{\text{гар.}}^{\text{декабрь}} = N_{\text{гар.}}^{\text{январь}} = 109 \text{ МВт}$.

2.8 Выбор рабочих мощностей и построение интегральных кривых нагрузок

Чтобы определить рабочую мощность проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки. Необходимо обеспечить санитарный попуск в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{база}} + N_{\text{пик}}, \quad (2.19)$$

$$N_{\text{база}} = \frac{k_N \cdot Q_{\text{с.п.}} \cdot H}{1000}, \quad (2.20)$$

$$\mathcal{E}_{\text{база}} = \frac{N_{\text{база}} \cdot 24}{1000}, \quad (2.21)$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{база}}. \quad (2.22)$$

Результаты расчетов выбора рабочих мощностей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Выбор рабочих мощностей

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Нгар	109	76	33	34	38	41	43	44	44	44	76	109
Эгар	2,62	1,82	0,79	0,82	0,91	0,98	1,03	1,06	1,06	1,06	1,82	2,62
Нбаз	18,07	16,96	16,97	17,09	19,11	20,92	21,75	22,2	22,22	22,24	21,58	19,88
Эбаз	0,43	0,41	0,41	0,41	0,46	0,50	0,52	0,53	0,53	0,53	0,52	0,48
Эпик	1,41	0,71	0,36	0,41	0,45	0,48	0,51	0,53	0,53	0,53	0,71	1,408
Нпик	122,13	75,14	49,03	50,14	46,87	54,14	56,29	52,2	54,07	61,21	75,14	122,13
Нраб	140,20	92,10	66,00	67,23	65,98	75,06	78,04	74,40	76,29	83,45	96,72	142,01

Графики нагрузки и ИКН для января и июня приведены в приложении Б на рисунках Б.1, Б.2.

2.9 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Установленная мощность ГЭС:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.23)$$

Нагрузочный резерв системы необходим для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах. Этот резерв колеблется от 1% до 3% зимнего максимума нагрузки.

$$P_{\text{нагр.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,03 = 1061 \cdot 0,03 = 32 \text{ МВт.} \quad (2.24)$$

Аварийный резерв системы выбирается в пределах 10% зимнего максимума нагрузки.

$$P_{\text{авар.}}^{\text{ЭС}} = P_{\text{max}}^{\text{ЭС}} \cdot 0,1 = 1061 \cdot 0,1 = 106 \text{ МВт.} \quad (2.25)$$

Для определения величины ремонтного резерва, определяется ремонтная площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС, соответственно:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{109}{6} = 18 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год,} \quad (2.26)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{сущ.ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{142}{6} = 24 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год,} \quad (2.27)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.мах}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{822}{6} = 137 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.28)$$

Ремонтный резерв ГЭС располагается после периода половодья, перед началом сработки в 10-ом месяце. Ремонтный резерв ТЭС – в месяцы провала нагрузки.

Установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 142 + 4 = 146 \text{ МВт.}$$

2.10 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Результаты расчета и распределения резервов приведены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Расчет и распределение резервов

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{\text{авар}}$	$P_{\text{нагр}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{нагр}}$	$N_{\text{авр}}$	$N_{\text{рем}}$
1	1061	106	32	99	3	0	140	4	0	822	25	106	0
2	1022	102	31	109	3	0	92	3	0	821	25	102	0
3	955	96	29	101	3	0	66	2	0	788	24	96	0
4	877	88	26	91	3	0	67	2	0	719	22	88	0
5	811	81	24	75	2	0	66	2	0	670	20	81	0
6	772	77	23	75	2	0	75	2	0	622	19	77	137
7	772	77	23	74	2	0	78	2	0	620	19	77	137
8	811	81	24	73	2	0	74	2	0	663	20	81	0
9	877	88	26	82	2	0	76	2	0	718	22	88	0

Окончание таблицы 2.10.

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{авар}$	$P_{нагр}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{нагр}$	$N_{авр}$	$N_{рем}$
10	955	96	29	98	3	18	83	3	24	774	23	96	0
11	1022	102	31	107	3	0	97	3	0	819	25	102	0
12	1061	106	32	99	3	0	142	4	0	820	25	106	0

Баланс мощностей представлен на рисунке 2.5.

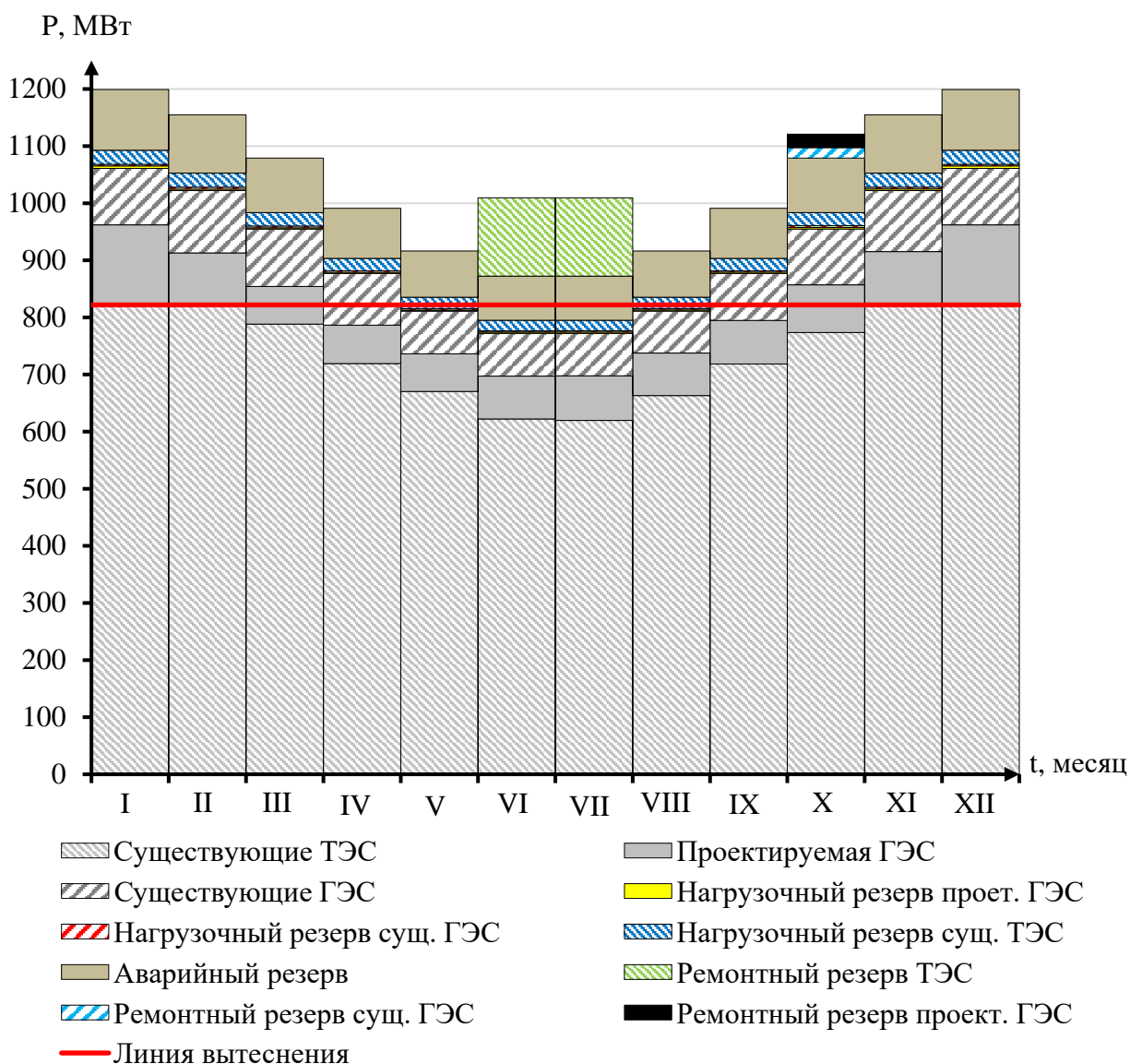


Рисунок 2.5 – Баланс мощностей

2.11 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году необходим для определения среднегодовой выработки ГЭС. По результатам расчета максимальная выработка равна 721,85 млн кВт·ч.

График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 2.6.

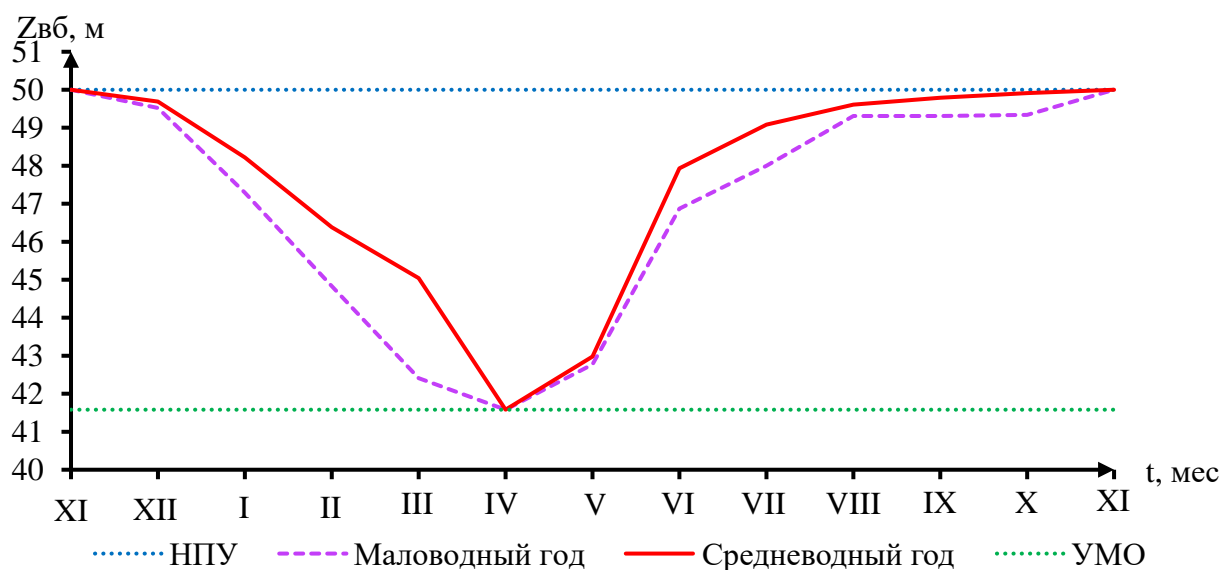


Рисунок 2.6 – График сработки и наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

Результаты расчета сработки-наполнения водохранилища в средневодном году приведены в приложении Б, таблица Б.4.

2.12 Режимное поле

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик гидроэлектростанции. Режимное поле – это область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС. На построенном режимном поле определяются минимальный и максимальный напоры.

Результаты расчета режимного поля представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Расчет режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
QНБ, м ³ /с	ZНБ лето, м	ZНБ зима, м	Н _{нпу} , м	Н _{умо} , м	Н _{звб} , м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
0	15,39	15,39	34,31	25,89	30,37	25,22	674	25,22	674
200	17,04	17,4	32,3	24,24	28,36	25,52	666	24,92	670
400	18,37	18,95	30,75	22,91	26,81	25,82	659	24,62	666
600	19,47	20,17	29,53	21,81	25,59	26,12	651	24,32	662
800	20,39	21,18	28,52	20,89	24,58	26,42	644	24,02	658
1000	21,18	22,05	27,65	20,10	23,71	26,72	637	23,72	654
1200	21,89	22,84	26,86	19,39	22,92	27,02	629	23,42	650

Режимное поле с учетом ограничений по расходу, мощности и пропускной способности представлено на рисунке 2.7.

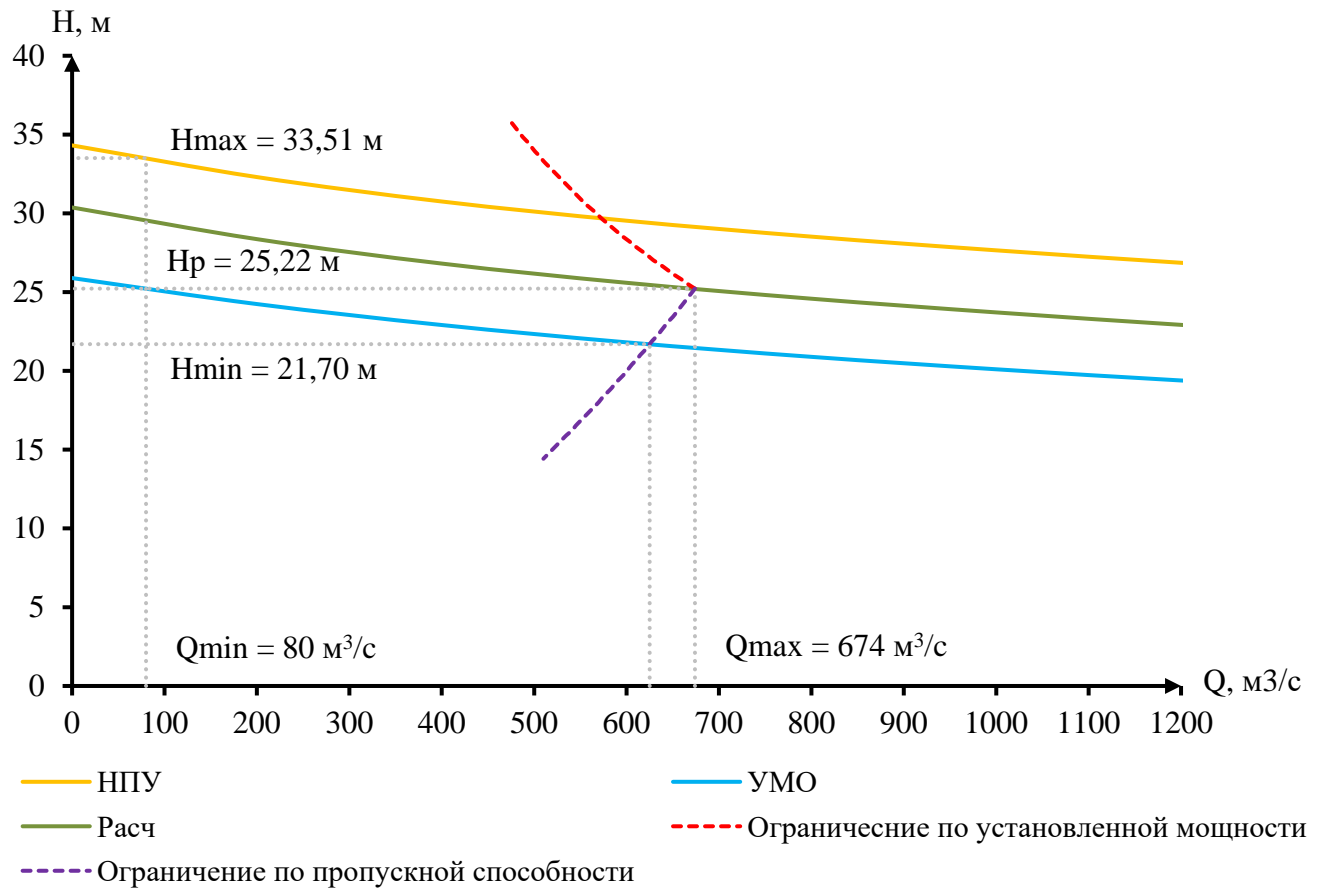


Рисунок 2.7 – Режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Основное оборудование

3.1.1 Выбор гидротурбин

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам выбираются все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий: значение предельного напора не меньше максимального расчетного, отношение $H_{min}/H_{пред}$ не меньше справочных данных, максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин выбирается с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует ПЛ40а-В, ПЛ40б-В с параметрами, представленными в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры гидротурбин

Тип	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В
$H_{пред}, \text{ м}$	40	40
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{юрт}, \text{ об/мин}$	125	123
$Q'_{юрт}, \text{ л/с}$	1,02	1,15
$\eta_{м opt}$	0,913	0,904
$Q'_{I max}, \text{ л/с}$	1800	1700
$\sigma(Q'_{I max})$	0,65	0,65
$D_{1м}, \text{ м}$	0,460	0,35
$H_{мод}, \text{ м}$	4	4
$t_{мод}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	10	20
$\nu_{мод} \cdot 10^6, \text{ м}^2/\text{с}$	1,3	1,01

3.1.2 Расчет параметров гидротурбин

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполнены расчеты для ряда стандартных диаметров.

КПД натурной турбины:

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{мод}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_{мод}}} \right) = \\ &= 1 - (1 - 0,892) \left((1 - 0,75) + 0,75 \sqrt{\frac{0,46}{5,6}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{25,22}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,01}{1,01}} \right) = \\ &= 0,932, \end{aligned} \quad (3.1)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

$D_{1м}$ – диаметр модельной турбины;

$H_{мод}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_n, \nu_{мод}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям.

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$\begin{aligned} N'_a &= 9,81 \cdot Q'_{Iр} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G = 9,81 \cdot 1,7 \cdot 5,6^2 \cdot 25,22^{1,5} \cdot \\ &\cdot 0,932 \cdot 0,960 = 59273 \text{ МВт}, \end{aligned} \quad (3.2)$$

где $Q'_{Iр}$ – приведенный расход в расчетной точке;

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора.

Количество агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a} = \frac{146000}{59273} = 2,46, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{уст} = 146000$ кВт)

N'_a – мощность агрегата.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округлено в большую сторону ($Z_a = 3$).

Уточненная мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{146000}{3} = 49 \text{ МВт}. \quad (3.4)$$

Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре:

$$\Delta_p = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,932}{0,892} = 1,04. \quad (3.5)$$

Частота вращения турбины:

$$n'_c = \frac{n'_{Iр} \sqrt{\Delta_p \cdot H_p}}{D_1} = \frac{123 \sqrt{1,04 \cdot 25,22}}{5,6} = 112,76 \text{ об/мин}, \quad (3.6)$$

где $n'_{Iр}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

По полученной синхронной частоте принято ближайшее стандартное значение 115,4 об/мин.

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному:

$$n'_{I \max} = \frac{n_c \cdot D_1}{(\Delta_p \cdot H_{\min})^{0,5}} = \frac{115,4 \cdot 5,6}{(1,04 \cdot 21,7)^{0,5}} = 136 \text{ об/мин}, \quad (3.7)$$

$$n'_{Iр} = \frac{n_c \cdot D_1}{(\Delta_p \cdot H_p)^{0,5}} = \frac{115,4 \cdot 5,6}{(1,04 \cdot 25,22)^{0,5}} = 126 \text{ об/мин}, \quad (3.8)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_c \cdot D_1}{(\Delta_p \cdot H_{\max})^{0,5}} = \frac{115,4 \cdot 5,6}{(1,04 \cdot 33,51)^{0,5}} = 109 \text{ об/мин}. \quad (3.9)$$

Окончательное положение расчетной точки:

На универсальной характеристике на линии $n'_{Iр}$ подбирается такое сочетание η_T и Q'_I , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_{Iр} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T} = \frac{49000}{9,81 \cdot 5,6^2 \cdot 25,22^{1,5} \cdot 0,960} = 1,301 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.10)$$

где $Q'_{Ip} = 1,444 \text{ м}^3/\text{с}$;

$$\eta_T = 0,901.$$

Для полученного окончательного значения расчетной точки построена линия ограничения по установленной мощности генератора.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_T} = \frac{49000}{9,81 \cdot 5,6^2 \cdot 33,51^{1,5} \cdot 0,960} = 0,849 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.11)$$

где $Q'_{Ip} = 0,945 \text{ м}^3/\text{с}$;

$$\eta_T = 0,898.$$

Линия ограничения по турбине соответствует $a_{opI} = 28 \text{ мм}$.

Линии ограничения по минимальному расходу:

Так как число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход, как правило, равен единице, то $Z_a = 1$.

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta p}} = \frac{80}{1 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{21,7 \cdot 1,04}} = 0,536 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (3.12)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta p}} = \frac{80}{2 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{33,51 \cdot 1,04}} = 0,431 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.13)$$

Расчеты для ПЛ40а-В нескольких диаметров представлены в таблица 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В

$D_1, \text{ м}$	5	5,3	5,6	6	6,3
η_T	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926
$N'_a, \text{ кВт}$	49571	55731	62252	71511	78878
$Z'_a, \text{ шт}$	2,95	2,62	2,35	2,04	1,85
$Z_a, \text{ шт}$	3	3	3,00	3,00	2
$N_a, \text{ МВт}$	49	49	49	49	73
Δp	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'_c, \text{ об/мин}$	128,62	121,37	114,90	107,28	102,19
$n_c, \text{ об/мин}$	130,4	125	115,4	115,4	107,1
$n'_{\max}, \text{ об/мин}$	137	139	135	145	141
$n'_p, \text{ об/мин}$	127	129	126	134	131
$n'_{\min}, \text{ об/мин}$	110	112	109	117	114
$Q'_{I \cdot n_T} \text{ (при } H_p), \text{ м}^3/\text{с}$	1,632	1,453	1,301	1,133	1,542
$Q'_{I \cdot n_T} \text{ (при } H_{\max}), \text{ м}^3/\text{с}$	1,066	0,948	0,849	0,740	1,007
$Q'_I \text{ (при } H_{\max}), \text{ м}^3/\text{с}$	0,540	0,480	0,430	0,374	0,340
$Q'_I \text{ (при } H_{\min}), \text{ м}^3/\text{с}$	0,671	0,597	0,534	0,465	0,422

Расчеты для ПЛ40б-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ40б-В

$D_1, \text{ м}$	5,3	5,6	6	6,3
η_T	0,932	0,932	0,933	0,933
$N'_a, \text{ кВт}$	53067	59273	68084	75094
$Z'_a, \text{ шт}$	2,75	2,46	2,14	1,94
$Z_a, \text{ шт}$	3	3	3	2
$N_a, \text{ МВт}$	49	49	49	73

Окончание таблицы 3.3.

Δp	1,04	1,04	1,05	1,05
$n', \text{ об/мин}$	119,11	112,76	105,27	100,28
$n_c, \text{ об/мин}$	125	115,4	107,1	107,1
$n'_{\max}, \text{ об/мин}$	139	136	135	142
$n'_p, \text{ об/мин}$	129	126	125	131
$n'_{\min}, \text{ об/мин}$	112	109	109	114
$Q'_{\Gamma n_{\Gamma}} (\text{при } H_p), \text{ м}^3/\text{с}$	1,453	1,301	1,133	1,542
$Q'_{\Gamma n_{\Gamma}} (\text{при } H_{\max}), \text{ м}^3/\text{с}$	0,948	0,849	0,740	1,007
$Q'_I (\text{при } H_{\max}), \text{ м}^3/\text{с}$	0,481	0,431	0,375	0,340
$Q'_I (\text{при } H_{\min}), \text{ м}^3/\text{с}$	0,598	0,536	0,467	0,423

Гидротурбины ПЛ40а-В-500, ПЛ40б-В-630 к дальнейшему рассмотрению не допускается, так как определить положение расчетной точки для данной турбины на главной универсальной характеристике не представляется возможным.

Гидротурбины ПЛ40а-В-530, ПЛ40а-В-560, ПЛ40а-В-600, ПЛ40а-В-630, ПЛ40б-В-600, ПЛ40б-В-630 не могут работать при заданных ограничениях по минимальному расходу воды, так как линия ограничения по минимальному расходу выходит за пределы рабочего диапазона главной универсальной характеристики.

Зоны работ представлены в Приложении В, рисунок В.1, В.2.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее безкавитационной работы определяется по формуле (3.14):

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

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Высота отсасывания:

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

где B – барометрическое давление (10,33 м вод.ст);

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

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

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

При H_{\max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{16,85}{900} - 1,1 \cdot 0,225 \cdot 33,51 - 1,5 = 1,27 \text{ м.}$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{17,27}{900} - 1,1 \cdot 0,455 \cdot 25,22 - 1,5 = -2,41 \text{ м.}$$

При H_{\min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{17,08}{900} - 1,1 \cdot 0,42 \cdot 21,7 - 1,5 = -0,30 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$Z_{PK}(H_{\min}) = Z_{H6} + H_s = 16,85 + 1,27 = 18,13 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_p) = Z_{H6} + H_s = 17,27 - 2,41 = 14,86 \text{ м,}$$

$$Z_{PK}(H_{\max}) = Z_{H6} + H_{\max} = 17,08 - 0,30 = 16,78 \text{ м.}$$

Полученные значения сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета для гидротурбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В

$H_{\max} = 33,51$						
Марка турбины	$D_1, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	σ	$Z_{(H6)}, \text{ м}$	$H_s, \text{ м}$	$Z_{PK}, \text{ м}$
ПЛ40а-В-560	5	174,13	0,32	16,84	-1,91	14,93
	5,3	173,63	0,26	16,84	0,10	16,94
	5,6	173,98	0,21	16,84	1,77	18,62
	6	173,72	0,20	16,84	2,28	19,12
	6,3	261,09	0,30	17,47	-1,24	16,23
ПЛ40б-В-560	5,3	174,99	0,25	16,85	0,43	17,28
	5,6	175,37	0,23	16,85	1,27	18,13
	6	176,02	0,18	16,86	2,95	19,81
	6,3	262,72	0,28	17,49	-0,57	16,91
$H_p = 25,22$						
Марка турбины	$D_1, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	σ	$Z_{(H6)}, \text{ м}$	$H_s, \text{ м}$	$Z_{PK}, \text{ м}$
ПЛ40а-В-560	5	249,90	0,80	17,40	-11,37	6,03
	5,3	234,47	0,69	17,29	-8,59	8,70
	5,6	231,65	0,48	17,27	-3,29	13,97
	6	230,61	0,41	17,26	-1,40	15,86
	6,3	360,61	0,69	18,13	-8,59	9,54
ПЛ40б-В-560	5,3	234,71	0,55	17,29	-5,06	12,23
	5,6	232,47	0,45	17,27	-2,41	14,86
	6	232,01	0,35	17,27	0,11	17,38
	6,3	344,54	0,60	18,03	-6,32	11,71
$H_{\min} = 21,7$						
Марка турбины	$D_1, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	σ	$Z_{(H6)}, \text{ м}$	$H_s, \text{ м}$	$Z_{PK}, \text{ м}$
ПЛ40а-В-560	5	225,49	0,80	17,22	-8,55	8,67
	5,3	209,18	0,68	17,11	-5,95	11,16
	5,6	203,65	0,46	17,06	-1,17	15,89
	6	202,91	0,38	17,06	0,57	17,62
	6,3	326,15	0,68	17,91	-5,95	11,97
ПЛ40б-В-560	5,3	207,28	0,53	17,09	-2,58	14,51

Окончание таблицы 3.4.

$H_{\min} = 21,7$						
Марка турбины	$D_1, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	σ	$Z_{(нб)}, \text{ м}$	$H_{ss}, \text{ м}$	$Z_{рк}, \text{ м}$
ПЛ406-В-560	5,6	206,08	0,42	17,08	-0,30	16,78
	6	204,06	0,33	17,07	1,76	18,83
	6,3	306,34	0,59	17,78	-3,99	13,79

Окончательно принимается к установке гидротурбина ПЛ406-В-560 с числом ГА $Z = 3$, так как она обладает: меньшим значением диаметра рабочего колеса среди других предложенных вариантов, хорошим показателем КПД в рабочей точке, большей синхронной частотой и как следствие меньшим количеством полюсов, а также имеет меньшие кавитационные коэффициенты и оптимальную высоту отсасывания.

3.3 Подбор гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{49000}{0,8} = 61,25 \text{ МВА}, \quad (3.16)$$

где $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{115,4} = 52. \quad (3.17)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,08 \cdot 61,25 = 66,15 \text{ МВА}. \quad (3.18)$$

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{61,25}{52} = 1,18 \text{ МВА}. \quad (3.19)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,18^{0,239} = 0,47 \text{ м}, \quad (3.20)$$

где $A = 0,451$;

$\alpha = 0,239$.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,47 \cdot 52}{3,14} = 7,76 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{пр} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{разг} \cdot n_{синх}}{60} = \frac{3,14 \cdot 7,76 \cdot 2 \cdot 115,4}{60} = 93,81 \text{ м/с.} \quad (3.22)$$

При $D_i = 7,76$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режим не превышает допустимых значений $v_{пр} = 160$ м/с.

Ориентировочно диаметр шахты принимается равным внутреннему диаметру кромок статора турбины: $D_{ш} = 7,59$ м.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^* y} = \frac{8,9}{1,18^{0,105}} = 8,75. \quad (3.23)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{синх} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,75 \cdot 66,15}{3,14 \cdot 115,4 \cdot 7,76^2} = 0,79 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 80$ см.

Так как $\frac{D_i}{l_a} = \frac{7,76}{0,8} = 9,7 > 5$, то рекомендуется зонтичное исполнение.

Внешний диаметр вала приближенно вычисляется и округляется до стандартизированного:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{ген}}{n_{синх}}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{49000}{115,4}} = 97,71 \text{ см.} \quad (3.25)$$

Принимается стандартная величина $d_B = 95$ см.

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{ген} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 50 \cdot 7,76 \cdot 0,8 = 310,40 \text{ т,} \quad (3.26)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ – для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора:

$$G_{рот} = 0,55 \cdot G_{ген} = 0,55 \cdot 291,88 = 170,72 \text{ т.} \quad (3.27)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 7,76 + 0,64 = 8,40 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ840/80-52. Основные размеры генератора занесены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Основные размеры генератора СВ840/80-52

Элемент генератора	Параметры	Зависимость	Значение, м
статор	высота корпуса $h_{ст}$	(от 1,7 до 1,9) I_a	1,44
	диаметр корпуса $D_{ст}$	$(1,05+0,0017 \cdot n_c)D_i$	9,67
	диаметр активной стали D_a	$D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9)$	8,40
верхняя крестовина	высота $h_{в.к}$	(от 0,25 до 0,3) D_i	0,85
верхняя крестовина	диаметр лучей $D_{в.к}$	$D_{ст}$	9,67
подпятник	высота $h_{п}$	(от 0,15 до 0,2) D_i	1,16
	диаметр кожуха $D_{п}$	(от 0,4 до 0,5) D_i	3,11
нижняя крестовина	высота $h_{н.к}$	(от 0,1 до 0,12) $D_{ш}$	1,90
	диаметр лучей $D_{н.к}$	$D_{ш} + 0,4$	7,99
надстройка	высота h_0	от 0,3 до 0,5	0,50
	диаметр d_0	(от 0,2 до 0,25) D_i	1,70
кратер	диаметр $D_{кр}$	(от 1,4 до 1,5) D_i	11,26
	минимальная ширина подхода b	от 0,4 до 0,5	0,45
Исполнение	Зонтичное		

3.4 Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{сп} = 225^\circ$. Рекомендуемый угол охвата спиральной камеры, взят из проточной части модельной гидротурбины ПЛ406-В приведенной в приложении В, рисунок В.3.

Наружный радиус входного сечения также из проточной части:

$$r_{вх} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 5,6 = 8,84 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Диаметр расположения входных кромок статора $D_a = 8,71 \text{ м.}$

Следовательно, радиус входных кромок статора:

$$r_a = \frac{D_{нар}}{2} = \frac{8,71}{2} = 4,355 \text{ м.} \quad (3.30)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора $D_b = 7,59 \text{ м.}$

Следовательно, радиус выходных кромок статора:

$$r_b = \frac{D_{вн}}{2} = \frac{7,59}{2} = 3,795 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Высота статора:

$$B_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,1 + 0,0033 \cdot 5,6 = 2,12 \text{ м,} \quad (3.32)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата из проточной части.

Полный расход через турбину:

$$Q_0 = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_p} = \frac{49000}{9,81 \cdot 25,22 \cdot 0,92913} = 213,16 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.33)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{213,16 \cdot 225}{360} = 133,23 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.34)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}} = \frac{133,23}{4,25} = 31,35 \text{ м}^2. \quad (3.35)$$

Высота входного сечения определена из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0 \cdot (r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.36)$$

$$31,35 = 2,1 \cdot (4,355 - 3,795) + (8,84 - 4,355) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - 2,1)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ.$$

Следовательно:

$$b_{\text{вх}} = 7,66 \text{ м},$$

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 8,84 - 4,355 = 4,48 \text{ м}. \quad (3.37)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполняется аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	8,84	8,38	7,92	7,46	7,00	6,55	6,09	5,63	5,17	4,71	4,25	3,80
b_i	7,66	7,07	6,50	5,94	5,37	4,81	4,24	3,67	3,11	2,54	1,97	1,41
a_i	4,48	4,02	3,57	3,11	2,65	2,19	1,73	1,27	0,82	0,36	-0,10	-0,56
r_k	5,84	5,69	5,54	5,38	5,23	5,08	4,93	4,78	4,62	4,47	4,32	4,17
$\frac{r_k}{r_a}$	1,34	1,31	1,27	1,24	1,20	1,17	1,13	1,10	1,06	1,03	0,99	0,96
$\ln \frac{r_k}{r_a}$	0,29	0,27	0,24	0,21	0,18	0,15	0,12	0,09	0,06	0,03	-0,01	-0,04
$\frac{r_i}{r_a}$	2,03	1,92	1,82	1,71	1,61	1,50	1,40	1,29	1,19	1,08	0,98	0,87
$\ln \frac{r_i}{r_a}$	0,71	0,65	0,60	0,54	0,48	0,41	0,33	0,26	0,17	0,08	-0,02	-0,14
$b \cdot \ln \frac{r_i}{r_a}$	5,42	4,63	3,89	3,20	2,55	1,96	1,42	0,94	0,53	0,20	-0,05	-0,19
$r_k \cdot \text{ctgy}$	21,79	21,22	20,66	20,09	19,52	18,96	18,39	17,83	17,26	16,69	16,13	15,56

Окончание таблицы 3.6.

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	6,39	5,66	4,95	4,26	3,58	2,92	2,27	1,65	1,04	0,45	-0,13	-0,68
m_i	5,54	4,97	4,40	3,84	3,27	2,71	2,14	1,57	1,01	0,44	-0,13	-0,69
J_i	4,85	4,22	3,63	3,07	2,53	2,03	1,57	1,16	0,79	0,48	0,24	0,08
φ_i	225,00	195,72	168,24	142,07	117,34	94,23	72,92	53,64	36,68	22,39	11,21	3,72
Q_i	133,23	115,89	99,62	84,12	69,48	55,79	43,18	31,76	21,72	13,26	6,64	2,20

По рассчитанным промежуточным значениям спирали строится график $\varphi_i = f(r_i)$. График зависимости $\varphi_i = f(r_i)$ представлен на рисунке 3.1.

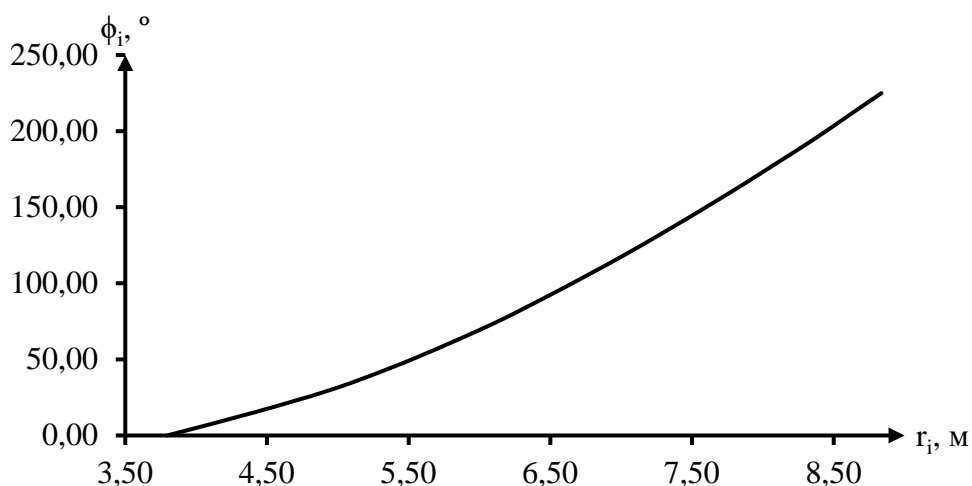


Рисунок 3.1 – График зависимости $\varphi_i = f(r_i)$

Путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы $\Delta\varphi_i = 15^\circ$ получены значения для таблицы 3.7.

Таблица 3.7 – Построение графика зависимости φ_i от r_i

$\varphi_i, ^\circ$	225,00	210,00	195,00	180,00	165,00	150,00	135,00	120,00
$r_i, \text{ м}$	8,84	8,60	8,37	8,12	7,86	7,60	7,33	7,05
$\Delta\varphi_i, ^\circ$	105,00	90,00	75,00	60,00	45,00	30,00	15,00	0,00
$\Delta r_i, \text{ м}$	6,75	6,45	6,14	5,78	5,39	4,95	4,41	3,80

Определяется ширина подвода из проточной части:

$$B' = 2,63 \cdot D_1 = 2,63 \cdot 5,6 = 14,73 \text{ м.} \quad (3.38)$$

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

$$b \geq 1 + \frac{Q_{\max}}{400} = 1 + \frac{213,16}{400} = 1,533 \text{ м,} \quad (3.39)$$

где Q_{\max} – максимальный расход воды через турбину:

$$Q_{\max} = \frac{N_a}{9,81 \cdot \eta_p \cdot \eta_r} = \frac{49000}{9,81 \cdot 25,22 \cdot 0,92913} = 213,16 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.40)$$

План бетонной спиральной камеры представлен в приложении, рисунок В.4.

3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины. Выбор МНУ и ЭГР

3.5.1 Расчет вала на прочность

Расчет вала на прочность производится с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.41)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$ МПа.

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 49000}{115,4} = 4,14 \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (3.42)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{4,14}{32} \right)^{0,33} = 0,871 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного. Соответственно, $D_B = 0,9$ м.

3.5.2 Расчет сегментарного подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 49000}{115,4 \cdot 5,6} = 60,66 \text{ кН}. \quad (3.43)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учетом облицовки, обычно на 15-20 мм больше D_B , поэтому $d_{п} = 0,92$ м.

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов по таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Число и высота сегментов для различных D_B

D_B , мм	500 – 800	850 – 1100	1200 – 1600	1700 – 2200
$h_{п}$, мм	30	400	500	600
$Z_{сегм}$	8	8	10	12

$$h_{\Pi} = 0,4 \text{ м}, Z_{\text{сегм}} = 8 \text{ шт.}$$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha)} = \frac{60,66}{1+2\cos(45^\circ)+2\cos(2\cdot45^\circ)} = 25,13 \text{ кН}, \quad (3.44)$$

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ. \quad (3.45)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\Pi}} = \frac{60,66}{0,362 \cdot 0,4} = 493,82 \leq [p_{\text{уд}}] \text{ кПа}, \quad (3.46)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\Pi}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,92}{8} = 0,307 \text{ м}$ – длина сегмента в окружном направлении.

$$[p_{\text{уд}}] = \frac{50 \cdot \pi \cdot n_c \cdot d_{\Pi}}{30} = \frac{50 \cdot 3,14 \cdot 115,4 \cdot 0,92}{30} = 555,89 \text{ кПа}. \quad (3.47)$$

Условие выполнено, следовательно, подшипник выбран верно.

3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

Выбор МНУ осуществляется по номограмме [5, стр. 144] для предварительного выбора маслонапорных установок поворотного-лопастных турбин. По диаметру рабочего колеса и напору для турбины выбирается МНУ-10/1-40-12,5-2 с гидроаккумулятором ГА10/1-40, маслонасосным агрегатом МА12,5-2, насосом ЗВ63/40ГТ и электродвигателем 4А250М4.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Для гидротурбины ПЛ406-В-560 выбирается электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-2И1-150-4 [5, стр. 103].

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Для проектируемой ГЭС рассмотрены 2 структурные схемы электрических соединений: с одиночными и комбинированными блоками.

В качестве РУ для ВН выбрано КРУЭ. Это обусловлено тем, что оборудование КРУЭ более надежно и занимает меньше места по сравнению с ОРУ. А также в силу климата региона.

Электроэнергия с проектируемой Ярнемской ГЭС будет отправляться на ПС “Савино” 220 кВ.

Структурная схемы ГЭС с одиночными блоками представлена на рисунке 4.1.

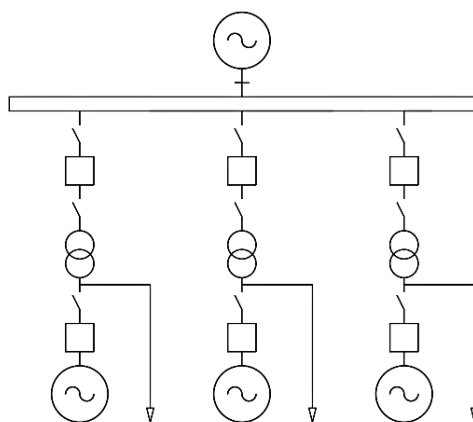


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

Структурная схемы ГЭС с комбинированными блоками представлена на рисунке 4.2.

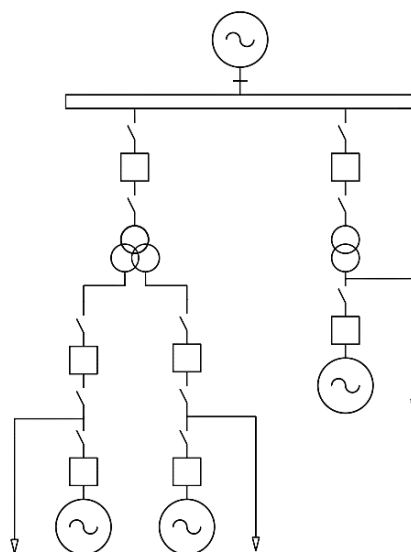


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с комбинированными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Трансформатор должен обеспечивать выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки собственных нужд электростанции. Мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{СН}}}{\cos \varphi} = \frac{49 - 49 \cdot 0,005}{0,8} = 60,94 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{Г}}$ – мощность гидрогенератора, МВт;

$P_{\text{СН}}$ – полная мощность нагрузки собственных нужд, МВА;

$\cos \varphi$ – номинальный коэффициент мощности гидрогенератора.

Выбирается трансформатор ТД-63000/220 У1. Номинальные данные этого трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Паспортные данные трансформатора ТД-63000/220 У1

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВ·А	63
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$, кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$, кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$, %	11,5
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	265
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	45
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$, %	0,2

Потери электрической энергии:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год}. \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение одного года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

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

$\omega = 0,025$ – параметры потока отказов трансформаторного блока;

$T_{\text{пл}} = 30$ ч – время планового простоя блоков в течение года, ч;

$T_{\text{в}} = 60$ ч – среднее время аварийно-восстановительного ремонта трансформаторов, ч.

Потери холостого хода:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,045 \cdot 8729 = 392,78 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные потери:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,265}{1} \cdot \left(\frac{60,94}{63}\right)^2 \cdot 2405 = 596,47 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;
 n_T – число параллельно работающих трансформаторов;
 $S_{расч}$ – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;
 $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;
 τ – время максимальных потерь, ч/год.

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$U_{(1)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 392,78 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 596,47 = 7,72 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.6)$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./(МВт · час);
 $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./(МВт · час)
 Издержки для трех одиночных блоков:

$$U_{(2)} = U_{(1)} \cdot 3 = 7,72 \cdot 3 = 23,17 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.7)$$

4.2.2 Выбор повышающего трансформатора для схемы с укрупненными блоками.

Расчетная мощность ГЭС:

$$S_{расч} = 2 \cdot \frac{P_{ген} - P_{сн}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{49 - 49 \cdot 0,005}{0,8} = 121,89 \text{ МВА}. \quad (4.8)$$

Выбирается силовой трансформатор ТРДЦН-160000/220. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-160000/220

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$, МВ·А	160
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{вн}$, кВ	230
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{нн}$, кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания	$U_{кз}$, %	12
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{кз}$, кВт	525
Потери холостого хода	$\Delta P_{хх}$, кВт	167
Ток холостого хода	I_x , %	0,6

Потери электрической энергии:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч/год}. \quad (4.9)$$

Время работы блока в течение одного года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}, \quad (4.10)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

$\omega = 0,05$ - параметры потока отказов трансформаторного блока;

$T_{\text{пл}} = 30$ ч - время планового простоя блоков;

$T_{\text{в}} = 60$ ч - среднее время аварийно - восстановительного ремонта.

Потери холостого хода:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,167 \cdot 8729 = 1457,66 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

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

Нагрузочные потери:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,525}{1} \cdot \left(\frac{121,89}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 732,83 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.12)$$

Издержки:

$$U_{(3)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1457,66 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 732,83 = 15,34 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.13)$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час);

$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Издержки для укрупненного и одиночного блока:

$$U_{(4)} = U_{(1)} + U_{(3)} = 7,72 + 15,34 = 23,07 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.14)$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность, потребляемая на собственные нужды гидроэлектростанции, достигает 0,5% от $P_{\text{уст}}$ и вычисляется по формуле (4.15):

$$P_{\text{сн}} = P_{\text{уст}} \cdot 0,005 = 146 \cdot 0,005 = 0,73 \text{ МВт}. \quad (4.15)$$

Согласно полученного значения мощность собственных нужд принимается равной $P_{\text{сн}} = 0,675$ МВт.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} = \frac{0,73}{0,8} = 912,50 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.16)$$

В сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы. Выбирается трансформатор ТСЗС-1000/10. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТСЗС-1000/10

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{ном}$, МВ·А	1000
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{вн}$, кВ	10,5
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{нн}$, кВ	0,4
Напряжение короткого замыкания	U_k , %	8
Потери короткого замыкания	ΔP_k , кВт	12
Потери холостого хода	$\Delta P_{хх}$, кВт	3
Ток холостого хода	I_x , %	2

4.2.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{уст} - P_{сн}}{\cos\varphi} = \frac{146 - 146 \cdot 0,005}{0,8} = 181,59 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.17)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ: $P_{нат} = 135 \text{ МВт}$.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{k \cdot P_{нат}}{\cos\varphi_c}} + 1 = \frac{181,59}{\frac{1,2 \cdot 135}{0,85}} + 1 = 1,71 = 2, \quad (4.18)$$

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

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{л} = 2$.

Ток воздушной линии:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{л}} = \frac{181,59}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,238 \text{ кА} = 238,27 \text{ А} \quad (4.19)$$

Расчетный ток воздушной линии:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 238,27 = 250,19 \text{ А} \quad (4.20)$$

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

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

Сечение провода определяется по методу экономической плотности тока.

Для линии напряжением 220 кВ $j = 0,9 \text{ А/мм}^2$.

$$F = \frac{I_{расч}}{j} = \frac{250,19}{0,9} = 277,99 \text{ мм}^2. \quad (4.21)$$

Выбирается провод марки АСУ-300/39. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{доп} = 710$ А.

Ток линии в послеаварийном режиме, при аварийном отключении линии:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{л}} = \frac{181,59}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,48 \text{ кА} = 476,54 \text{ А.} \quad (4.22)$$

Обязательным условием является $I_{п.ав} < I_{доп}$. По вычисленным в формуле значению $440,64 \text{ А} < 710 \text{ А}$. Следовательно, выбранный провод АСУ-300/39 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода занесены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры АСУ-300/39

Обозначение	Значение
R_0 , Ом/км	0,0964
X_0 , Ом/км	0,429
B_0 , 10^{-6} См/км	2,645

4.2.5 Технико-экономический расчет

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому стоимость капитальных затрат вычисляется по формуле (4.23):

$$K_i = n \cdot K_T + m \cdot K_{ТСН} + t \cdot K_{КРУЭ}, \quad (4.23)$$

где K_T – стоимость силового трансформатора;

$K_{ТСН}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{КРУЭ}$ – стоимость ячеек выключателей КРУЭ;

n – количество силовых трансформаторов;

m – количество трансформаторов собственных нужд;

t – количество ячеек выключателей КРУЭ.

Капиталовложения K_1 для схемы с единичными блоками:

$$K_1 = 3 \cdot 100408 + 3 \cdot 24024 + 6 \cdot 109648 = 10811615,92 \text{ тыс. руб} = 1031,18 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения K_2 для схемы с укрупненными блоками:

$$K_1 = 100408 + 198869,44 + 3 \cdot 24024 + 5 \cdot 109648 = 919589,44 \text{ тыс. руб} = 919,59 \text{ млн. руб.}$$

Приведенные затраты вычисляются по формуле (4.24):

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.24)$$

где E_n – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Министра РФ, равный 15%;

K_i – стоимость капитальных затрат;

I_i – стоимость потерь электроэнергии в силовых трансформаторах.

Приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1031,18 + 23,17 \cdot 10^{-3} = 154,70 \text{ млн. руб./год.}$$

Приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 919,59 + 23,07 \cdot 10^{-3} = 137,96 \text{ млн. руб./год.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{154,70 - 137,96}{154,70} \cdot 100\% = 10,82\%. \quad (4.25)$$

Поскольку разница капиталовложений между одиночным блоком и укрупненным блоком более 5%, а именно 10,82% – варианты являются экономически не равноценными, но для обеспечения высокой надежности работы и простоты схемы выбран одиночный блок.

4.3 Расчет токов КЗ

4.3.1 Параметры элементов схемы для расчетов токов КЗ

Для расчета токов КЗ предварительно рассчитываются активные и реактивные сопротивления элементов схемы, а также ЭДС активных элементов в именованных и относительных единицах.

Индуктивное сопротивление синхронного генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{61,25} = 0,36 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление;

$S_{\text{НОМ}}$ – Номинальная мощность генератора;

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

Активное сопротивление синхронного генератора:

$$r_{\Gamma} = \frac{1,22 \cdot x_{\Gamma}}{T_{a,r} \cdot \omega} = \frac{1,22 \cdot 0,36}{0,045 \cdot 314} = 0,03108 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где x_{Γ} – индуктивное сопротивление генератора.

Индуктивное сопротивление силового трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{т.вн}}^2}{S_{\Gamma}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{63} = 106,90 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где $u_{\text{кз}\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{\text{т.вн}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;

S_{Γ} – полная номинальная мощность трансформатора.

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$r_{\Gamma} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{т.вн}}^2}{S_{\Gamma}^2} = 0,265 \cdot \frac{242^2}{63^2} = 3,91 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где $\Delta P_{\text{к}}$ – потери КЗ в трансформаторе.

Коэффициент трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{г.ном}}}{U_{\text{т.вн}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.30)$$

Индуктивное сопротивление линии электропередач:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{\text{о,уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,429 \cdot 54}{2} = 11,58 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

где $x_{\text{о,уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;

n – количество отходящих линий;

l – длина отходящих линий.

Активное сопротивление линии электропередач:

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{\text{о,уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,0964 \cdot 54}{2} = 2,60 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

где $r_{\text{о,уд}}$ – удельное активное сопротивление ВЛ;

n – количество отходящих линий;

l – длина отходящих линий.

ЭДС генератора:

$$E_{\Gamma} = 1,13 \cdot U_{\text{ном}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ Ом}, \quad (4.33)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора.

Индуктивное сопротивление системы:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{242^2}{150} = 390,43 \text{ Ом}, \quad (4.34)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – напряжение системы;

$S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания системы.

Активное сопротивление системы:

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{390,43}{0,06 \cdot 314} = 20,72 \text{ Ом}, \quad (4.35)$$

где x_C – индуктивное сопротивление системы.

4.3.2 Расчет токов короткого замыкания с помощью программного комплекса RastrWin 3

Ниже представлены таблицы с внесенными исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора.

Исходные данные по узлам представлены на рисунке 4.3.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_НОМ	G_ш
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор - 1		10	
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор - 2		10	
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор - 3		10	
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок - 1		10	
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок - 2		10	
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок - 3		10	
7	<input type="checkbox"/>			y	7	КРУЭ 220		242	
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Система		242	

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

Исходные данные по ветвям представлены на рисунке 4.4.

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4	1		Генератор - 1 - Блок - 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5	2		Генератор - 2 - Блок - 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6	3		Генератор - 3 - Блок - 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7	4		Блок - 1 - КРУЭ 220	3,91	106,90					0,043
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7	5		Блок - 2 - КРУЭ 220	3,91	106,90					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7	6		Блок - 3 - КРУЭ 220	3,91	106,90					0,043
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8	7		КРУЭ 220 - Система	2,60	11,58					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

Исходные данные по генераторам представлены на рисунке 4.5.

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор - 1	1	0,031	0,360	0,031	0,360	0,031	0,360	11,870
2			2	Генератор - 2	2	0,031	0,360	0,031	0,360	0,031	0,360	11,870
3			3	Генератор - 3	3	0,031	0,360	0,031	0,360	0,031	0,360	11,870
4			4	Система	8	20,720	390,430	20,720	390,430	20,720	390,430	242,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

На рисунке 4.6 изображены результаты расчета токов трехфазного КЗ на выводах генераторов.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1
1	1	1	1	3ф	1					19,0136	-85,07		

Рисунок 4.6 – Результат расчета трехфазного КЗ на выводах генераторов

На рисунке 4.7 изображены результаты расчета токов трехфазного КЗ на КРУЭ 220 кВ.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1
1	1	1	1	3ф	7					4,8015	-87,81		

Рисунок 4.7 – Результат расчета трехфазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

На рисунке 4.8 изображен результат расчета тока однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1
1	1	1	1	1ф	7					2,3967	-87,80		

Рисунок 4.8 – Результат расчета однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

4.3.3 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников. Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 3,1 = 3,26 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max (РУВН)}} = \frac{S_{\text{Г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_{\text{Т,ном}}} = \frac{61,25}{\sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 242} = 0,13 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{181,59}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,48 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

4.3.4 Результаты расчетов токов КЗ

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	$I_{\text{п.о.}}$, кА	$i_{\text{у}}$, кА
Трехфазное КЗ	Генератор Г1	19,01	52,17
	КРУЭ-220 кВ	4,80	11,68
Однофазное КЗ	КРУЭ-220 кВ	7,19	17,49

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{у}} = \sqrt{2} I_{\text{п.о.}} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (4.39)$$

где $K_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент.

$I_{\text{КРУЭ}}^{(1)} = 7,19 \text{ кА} > I_{\text{КРУЭ}}^{(3)} = 4,80 \text{ кА}$, следовательно, величина тока однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ является расчетной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.4 Выбор электрических аппаратов

4.4.1 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

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

По каталогу производителя ОАО «Электроаппарат» выбираются элегазовый выключатель ВГГ-10 УЗ и разъединитель РВРЗ-10/400 УЗ. Параметры выбранного оборудования представлены в таблицах 4.6, 4.7.

Таблица 4.6 – Проверка генераторного выключателя ВГГ-10 УЗ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	10	10
$I_{max} \leq I_{ном}, \text{кА}$	3,26	4
$i_{ат} \leq i_{а.ном}, \text{кА}$	52,17	$i_{а.ном} = \sqrt{2}\beta_{ном}I_{отк} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 63 = 22,27$
$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк} \cdot (1 + \beta_{ном}), \text{кА}$	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 19,01 + 52,17 = 79,05$	$\sqrt{2}I_{отк} \cdot (1 + \beta_{ном}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 63 \cdot (1 + 0,25) = 111,37$
$I_{пт} \leq I_{отк}, \text{кА}$	19,01	63
$i_y \leq i_{дин}, \text{кА}$	52,17	161
$V_{к,расч} \leq V_{к,ном}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к,расч} = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + t_{рз}) =$ $= 19,01^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 21,68$	$V_{к,ном} = I_{по}^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907$

Таблица 4.7 – Проверка генераторного разъединителя РВРЗ-10/400 УЗ

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	10	10
$I_{max} \leq I_{ном}, \text{кА}$	3,26	4
$I_{пт} \leq I_{отк}, \text{кА}$	19,01	50
$i_y \leq i_{дин}, \text{кА}$	52,17	125
$V_{к,расч} \leq V_{к,ном}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к,расч} = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + t_{рз}) =$ $= 19,01^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 21,68$	$V_{к,ном} = I_{по}^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов для обеспечения нормального функционирования, измерений параметров режима работы представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – 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
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.4.2 Выбор трансформатора тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-10-1 производства ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1

Условие выбора	Расчетные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	10	10
$I_{max} < I_{ном}, \text{кА}$	3,26	4
$i_y \leq i_{дин}, \text{кА}$	52,17	140
$Z \leq Z_{ном}, \text{В} \cdot \text{А}$	26	30
$V_{к,расч} \leq V_{к,ном}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{к,расч} = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + t_{рз}) =$ $= 19,01^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 21,68$	140

Выбирается трансформатор напряжения ЗНОЛ-10 производства ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора напряжения представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора напряжения ЗНОЛ-10

Условие выбора	Расчетные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{уст} \leq U_{ном}$, кВ	10	10

4.4.3 Выбор параметров КРУЭ

В качестве РУ ВН выбирается КРУЭ серии ЯГГ-220 фирмы АО ВО «Электроаппарат». Параметры ячейки представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Параметры ячейки КРУЭ-220

Условие выбора	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Выключатель ЯГГ-220	В состав выбранной ячейки КРУЭ входит разъединитель. $U_{ном} = 220$ кВ; $I_{ном} = 3,15$ кА
$U_{сети\ ном} \leq U_{ном}$, кВ	220	220	
$I_{раб\ max} \leq I_{ном}$, кА	0,13	3,15	
$i_{ат} \leq i_{а,ном}$, кА	17,49 кА	$i_{а,ном} = \sqrt{2}\beta_{ном}I_{отк} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,25 \cdot 50 = 17,68$	
$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк} \cdot (1 + \beta_{ном})$, кА	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} =$ $= \sqrt{2} \cdot 7,19 + 17,49 = 27,66$	$\sqrt{2}I_{отк} \cdot (1 + \beta_{ном}) =$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot (1 + 0,25) = 71,96$	
$I_{пт} \leq I_{отк}$, кА	7,19 кА	50	
$i_{у} \leq i_{пр,скв}$, кА	17,49 кА	-	
$B_{к,расч} \leq B_{к,ном}$, кА ² · с	$B_{к,расч} = I_{по}^2 \cdot (t_{откл} + t_{рз}) =$ $= 7,19^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 3,10$	$B_{к,ном} = I_{по}^2 \cdot t_{т} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500$	

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

5.1 Релейная защита и автоматика

5.1.1 Технические данные защищаемого оборудования

Данные по параметрам генератора, блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд приведены в таблицах 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора СВ840/80-52

Наименование величины		Значение
Мощность номинальная	полная, МВА	61,25
	активная, МВт	49
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности $\cos\varphi_T$		0,8
Частота вращения, об/мин		115,4

Окончание таблицы 5.1.

Наименование величины		Значение
Номинальный ток статора, А	3368	61,25
Индуктивное сопротивление, о.е	синхронное x_d , о.е.	0,8
	переходное x_d' , о.е.	0,28
	сверхпереходное x_d'' , о.е.	0,2
Система возбуждения	самовозбуждение	
Кратность форсировки	2,5	
Ток ротора, А	1115	
Напряжение ротора, В	290	

Таблица 5.2 – Номинальные данные блочного трансформатора ТД- 63000/220 У1

Наименование величины	Значение
Полная мощность номинальная, МВА	63
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	242
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания, %	11,5
Потери короткого замыкания, кВт	265
Потери холостого хода, кВт	45
Ток холостого хода, %	0,2

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ТСЗ-1000/10

Наименование величины	Значение
Мощность номинальная, кВА	1000
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	10,5
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	0,4
Напряжение короткого замыкания, %	8
Потери короткого замыкания, кВт	12
Потери холостого хода, кВт	3
Ток холостого хода, %	2

5.1.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор

На генераторе СВ840/80-52:

- 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 ротора от замыканий на землю;
- защита от перегрузки обмотки ротора;
- защита от длительной форсировки;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- контроль исправности цепей напряжения (КИН);
- контроль наличия тока генератора.

На силовом трансформаторе блока ТД-63000/220 У1:

- продольная дифференциальная защита (от повреждений на выводах обмоток трансформатора и внутренних повреждений);
- 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);
- защита уровня масла в расширительном баке;
- защита от однофазных замыканий на землю сети 220 кВ;
- МТЗ с пуском минимального напряжения от внешних симметричных КЗ;
- токовая защита обратной последовательности для защиты от внешних несимметричных КЗ и перегрузок;
- контроль изоляции сети 10,5 кВ.

На трансформаторе собственных нужд ТСЗ-1000/10:

- дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- защита от перегрузки;
- реле тока охлаждения.

На выпрямительном трансформаторе ТСЗП:

- максимальная токовая защита;
- токовая отсечка.

Защиты воздушных линий 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);

- УРОВ 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ).

5.1.3 Расчет номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительный трансформатор

По известным значениям тока ротора определяется длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{д.д.р.} = 1,1 \cdot I_{р.н}^{(1)} = 1,1 \cdot 1115 = 1226, \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $I_{р.н}^{(1)} = 1115 \text{ А}$ – ток ротора.

Данные выбранной системы возбуждения приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-320-1400-2,5 УХЛ4	1400/2340	320/490

Требуемое линейное напряжение вторичной обмотки выпрямительного трансформатора:

$$U_{те} = \frac{2,5U_{р.н} + \Delta U}{K_u(1 - X_T)K_{сн}} = \frac{2,5 \cdot 290 + 6}{1,35(1 - 0,05)0,9} = 633,31 \text{ В}. \quad (5.2)$$

где $U_{р.н} = 290 \text{ В}$ – напряжение ротора;

$\Delta U = 6 \text{ В}$ – падение напряжения в вентильях и кабелях связи;

$K_u = 1,35$ – коэффициент выпрямления схемы Ларионова;

$X_T = 5\%$ – реактивность выпрямительного трансформатора;

$K_{сн} = 0,9$ – реактивность выпрямительного трансформатора.

Номинальная мощность выпрямительного трансформатора:

$$S_{те} = \sqrt{3}U_{те}I_{длит.} = \sqrt{3} \cdot 633,31 \cdot 1400 = 1535,70 \text{ кВА}. \quad (5.3)$$

По каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор. Данные выбранного преобразовательного трансформатора приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Данные преобразовательного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток			Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильной, В	Преобразователя, В	
ТСЗП-2000/10-М-УЗ	1845	10,5	653	825	2000

Кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

$$k_{\text{пер}} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{\text{сх}}}{I_{\text{те.н}}} = \frac{2340 \cdot 0,816}{1632} = 1,17, \quad (5.4)$$

где $I_{\phi} = 2340 \text{ А}$ – ток форсировки;

$k_{\text{сх}} = 0,816$ – коэффициент схемы;

$I_{\text{те.н}} = 1632 \text{ А}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор.

$$I_{\text{те.н}} = I_{\text{преоб}} \cdot K_i = 2000 \cdot 0,816 = 1632 \text{ А}. \quad (5.5)$$

Допустимые длительности перегрузки по току приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Допустимые длительности перегрузки по току

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность, мин	60	45	32	18	5

Длительно допустимая кратность перегрузки выпрямительного трансформатора системы возбуждения значительно превышает длительно допустимую кратность перегрузки гидрогенератора (65 минут). Следовательно, подобранный выпрямительный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора

Номинальные токи генератора:

$$I_{\text{г.н}}^{(1)} = \frac{S_{\text{г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{61,25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3367,88 \text{ А}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{г.н}}^{(2)} = \frac{I_{\text{г.н}}^{(1)}}{k_{\text{тт}}} = \frac{3367,88}{\frac{4000}{5}} = 4,21 \text{ А}. \quad (5.7)$$

Номинальные токи блочного трансформатора:

$$I_{\text{т.н}}^{(1)} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 150,30 \text{ А}, \quad (5.8)$$

$$I_{\text{т.н}}^{(2)} = \frac{I_{\text{т.н}}^{(1)}}{k_{\text{тт}}} = \frac{150,30}{\frac{4000}{5}} = 0,19 \text{ А}. \quad (5.9)$$

Номинальные токи выпрямительного трансформатора со стороны ВН:

$$I_{\text{те.н}}^{(1)} = \frac{S_{\text{те}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,845 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 101,45 \text{ А}, \quad (5.10)$$

$$I_{\text{те.н}}^{(2)} = \frac{I_{\text{те.н}}^{(1)}}{k_{\text{ГТ}}} = \frac{101,45}{\frac{200}{5}} = 2,54 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Номинальные токи выпрямительного трансформатора со стороны НН:

$$I_{\text{те.н}}^{(1)} = \frac{S_{\text{те}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,845 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,6553} = 1631,26 \text{ А,} \quad (5.12)$$

$$I_{\text{те.н}}^{(2)} = \frac{I_{\text{те.нн.н}}^{(1)}}{k_{\text{ГТ}}} = \frac{1631,26}{\frac{3000}{5}} = 2,72 \text{ А.} \quad (5.13)$$

Номинальный ток ротора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{р.н}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р.н}}^{(1)} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ГТ}} \cdot k_{\text{Г/те}}} = \frac{1115 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot 0,653} = 1,41 \text{ А.} \quad (5.14)$$

5.1.4 Расчет токов КЗ

Расчету токов КЗ предшествует выбор расчетных условий, в частности расчетной схемы. Цель расчета состоит в выборе, проверке электрических аппаратов и проводников по условиям КЗ, расчету защит гидрогенератора. Расчетная схема представлена на рисунке 5.1.

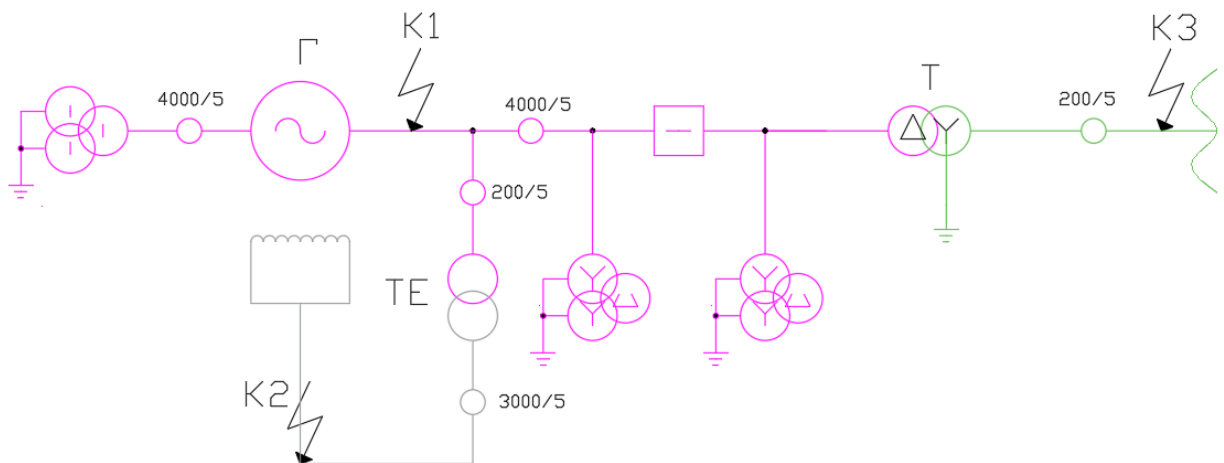


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Расчет производится приближенным приведением в относительных единицах. За базисную мощность принята $S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА}$.

Сверхпереходная ЭДС:

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_r)^2 + (\sin\varphi_r + x_d'')^2} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,2)^2} = 1,13 \text{ о. е.} \quad (5.15)$$

где $\sin\varphi_r = \sqrt{1 - (\cos\varphi_r)^2} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$.

Напряжения принимаются равными: $U_{61} = 10,5 \text{ кВ}$; $U_{62} = 0,653 \text{ кВ}$; $U_{63} = 242 \text{ кВ}$.

Базисные токи на ступенях КЗ:

$$I_{61}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54986 \text{ А}, \quad (5.16)$$

$$I_{62}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,653} = 884151 \text{ А}, \quad (5.17)$$

$$I_{63}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 2286 \text{ А}. \quad (5.18)$$

Сопротивления генератора и трансформаторов вычисляются по формулам:

$$x_r = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = 0,2 \cdot \frac{1000}{61,25} = 3,27 \text{ о. е.}, \quad (5.19)$$

$$x_T = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,83 \text{ о. е.}, \quad (5.20)$$

$$x_{Te} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{6}{100} \cdot \frac{1000}{1,845} = 32,52 \text{ о. е.} \quad (5.21)$$

Токи короткого замыкания в приведенных единицах:

Токи КЗ в точке К1:

$$I_{K1.макс}'' = \frac{E_q''}{x_r} = \frac{1,13}{3,27} = 0,3461 \text{ о. е.}, \quad (5.22)$$

$$I_{K1.мин}'' = \frac{E_*''}{x_r} = \frac{1}{3,27} = 0,3063 \text{ о. е.} \quad (5.23)$$

Токи КЗ в точке К2:

$$I_{K2.макс}'' = \frac{E_q''}{x_r + x_{Te}} = \frac{1,13}{3,27 + 32,52} = 0,0316 \text{ о. е.}, \quad (5.24)$$

$$I_{K2.мин}'' = \frac{E_*''}{x_r + x_{Te}} = \frac{1}{3,27 + 32,52} = 0,0279 \text{ о. е.} \quad (5.25)$$

Токи КЗ в точке К3:

$$I''_{КЗ.макс} = \frac{E''_q}{X_r + X_T} = \frac{1,13}{3,27 + 1,83} = 0,2220 \text{ о. е.}, \quad (5.26)$$

$$I''_{КЗ.мин} = \frac{E''_*}{X_r + X_T} = \frac{1}{3,27 + 1,83} = 0,1964 \text{ о. е.} \quad (5.27)$$

Токи трехфазного короткого замыкания в именованных единицах:
Токи трехфазного КЗ в точке К1:

$$I_{К1.макс}^{(3)} = I_{61}^{(3)} \cdot I''_{К1.макс} = 54986 \cdot 0,3461 = 19031 \text{ А}, \quad (5.28)$$

$$I_{К1.мин}^{(3)} = I_{61}^{(3)} \cdot I''_{К1.мин} = 54986 \cdot 0,3063 = 16842 \text{ А}. \quad (5.29)$$

Токи трехфазного КЗ в точке К2:

$$I_{К2.макс}^{(3)} = I_{62}^{(3)} \cdot I''_{К2.макс} = 884151 \cdot 0,0316 = 27939 \text{ А}, \quad (5.30)$$

$$I_{К2.мин}^{(3)} = I_{62}^{(3)} \cdot I''_{К2.мин} = 884151 \cdot 0,0279 = 24668 \text{ А}. \quad (5.31)$$

Токи трехфазного КЗ в точке К3:

$$I_{К3.макс}^{(3)} = I_{63}^{(3)} \cdot I''_{К3.макс} = 2386 \cdot 0,2220 = 530 \text{ А}, \quad (5.32)$$

$$I_{К3.мин}^{(3)} = I_{63}^{(3)} \cdot I''_{К3.мин} = 2386 \cdot 0,1964 = 469 \text{ А}. \quad (5.33)$$

Токи трехфазного КЗ в точке К2, приведенные к ВН выпрямительного трансформатора:

$$I_{К2.те.макс}^{(3)} = \frac{I_{К2.макс}^{(3)}}{k_{T/те}} = \frac{27929}{\frac{10,5}{0,653}} = 1738 \text{ А}, \quad (5.34)$$

$$I_{К2.те.мин}^{(3)} = \frac{I_{К2.мин}^{(3)}}{k_{T/те}} = \frac{24668}{\frac{10,5}{0,653}} = 1534 \text{ А}. \quad (5.35)$$

Токи двухфазного короткого замыкания:

Токи двухфазного КЗ в точке К1:

$$I_{К1.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К1.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16842 = 14586 \text{ А}, \quad (5.36)$$

$$I_{К1.макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К1.макс}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19031 = 16481 \text{ А}. \quad (5.37)$$

Токи двухфазного КЗ в точке К2:

$$I_{К2.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К2.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 24668 = 24668 \text{ А}, \quad (5.38)$$

$$I_{К2.макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К2.макс}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 27930 = 27939 \text{ А}. \quad (5.39)$$

Токи двухфазного КЗ в точке К3:

$$I_{К3.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К3.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 469 = 406 \text{ А}, \quad (5.40)$$

$$I_{К3.макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К3.макс}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 530 = 459 \text{ А}. \quad (5.41)$$

Токи двухфазного КЗ в точке К2, приведенные к ВН выпрямительного трансформатора:

$$I_{К2.те.мин}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К2.те.мин}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1534 = 1328 \text{ А}, \quad (5.42)$$

$$I_{К2.те.макс}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{К2.те.макс}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1738 = 1505 \text{ А}. \quad (5.43)$$

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Расчет уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора (I>ТВ), (I>>ТВ)

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, за которое целесообразно принять 2,5 - кратное значение номинального тока тиристорного возбудителя. Чувствительность МТЗ, определяемая как отношение тока двухфазного КЗ за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5. Расчет проводится в следующей последовательности:

Определяется минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_H \cdot k_\phi \cdot k_{сх} \cdot I_{р.н}^{(1)}}{k_B \cdot k_{ТТ} \cdot k_{ТП}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 1115}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,653}} = 5,30 \text{ А}, \quad (5.44)$$

где $k_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_\phi = 2,5$ - коэффициент форсировки;

$k_{сх} = 0,816$ - коэффициент схемы;

$I_{р.н}^{(1)} = 1115 \text{ А}$ – ток ротора;

$k_B = 0,8$ – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле;

$k_{ТТ} = 200/5$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_{ТП} = 10,5/0,653$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора.

В относительных единицах:

$$I_{МТЗ}^* = \frac{I_{МТЗ}}{I_{те.н}^{(2)}} = \frac{5,30}{2,54} = 2,09 \text{ о. е.} \quad (5.45)$$

Коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{К2.те.мин}^{(2)}}{k_{ТТ} \cdot I_{МТЗ}} = \frac{1328}{\frac{200}{5} \cdot 5,30} = 6,26 > 1,5. \quad (5.46)$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет: $t_{МТЗ} = 0,4$ с.

Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентиляной обмотки ТП, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального. Чувствительность отсечки, определяемая как отношение минимального тока КЗ на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2.

Определяется минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{ТО} = \frac{k_n \cdot I_{К2.те.макс}^{(3)}}{k_{ТТ}} = \frac{1,41738}{\frac{200}{5}} = 60,83 \text{ А}, \quad (5.47)$$

где $k_{ТТ} = 200/5$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_n = 1,4$ – минимальное значение коэффициента надежности для ТО.

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{МГ} = \frac{5 \cdot I_{те.н}^{(1)}}{k_{ТТ}} = \frac{5 \cdot 101,45}{\frac{200}{5}} = 12,68 \text{ А}. \quad (5.48)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений. Следовательно, уставка равна: $I_{ср.ТО} = 60,83$ А.

В относительных единицах:

$$I_{ТО}^* = \frac{I_{ТО}}{I_{те.н}^{(2)}} = \frac{60,83}{2,54} = 23,95 \text{ о. е.} \quad (5.49)$$

Определяется коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{\text{ч.ТО}} = \frac{I_{\text{К1.мин}}^{(2)}}{k_{\text{ТТ}} \cdot I_{\text{ср.ТО}}} = \frac{14586}{\frac{200}{5} \cdot 60,83} = 5,99 > 2,0. \quad (5.50)$$

Условие выполняется.

5.2.2 Продольная дифференциальная защита (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной 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: $I_{\text{Г}}^{(1)} = 3367,88 \text{ А}$.

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

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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Г}}^{(1)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3367,88 = 168,39 \text{ А}, \quad (5.51)$$

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

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

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 168,39 = 336,78 \text{ А}, \quad (5.52)$$

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

Необходимо выполнить расчет уставки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{ср.0}} \geq I_{\text{К2.те.макс}}^{(3)} \cdot K_{\text{Н}} = 1738 \cdot 1,1 = 1911,80 \text{ А}, \quad (5.53)$$

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

Исходя их двух условий, необходимо выбрать наибольшее по значению. Следовательно, уставка начального тока срабатывания принимается по второму условию: $I_{\text{ср.0}} = 1911,80 \text{ А}$.

$$I_{\text{ср.0}}^{(2)} \geq \frac{I_{\text{ср.0}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1911,80}{4000/5} = 2,39 \text{ А}. \quad (5.54)$$

В относительных единицах:

$$I_{CP.0}^* \geq \frac{I_{CP.0}^{(2)}}{I_{Г.Н}^{(2)}} = \frac{2,39}{4,21} = 0,58 \text{ о. е.}, \quad (5.55)$$

где $I_{Г.Н}^{(2)} = 4,12 \text{ А}$ – номинальный ток генераторного напряжения, приведенный к низшей стороне трансформатора тока.

Принимается уставка начального тока срабатывания: $I_{CP.0}^* = 0,58 \text{ о. е.}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(маx)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{К1.макс}^{(3)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 19031 = 1903,10 \text{ А}, \quad (5.56)$$

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

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

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

$I_{К1.макс}^{(3)} = 19031 \text{ А}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения.

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(маx)} \cdot K_{отс}}{I_T} = \frac{1903,10 \cdot 2}{17744,13} = 0,21, \quad (5.57)$$

где $K_{отс} = 2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

I_T – ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_T = \sqrt{I_{К1.макс}^{(3)} \cdot (I_{К1.макс}^{(3)} - I_{НБ(маx)}) \cdot \cos \alpha} = \sqrt{19031 \cdot (19031 - 1903,10) \cdot \cos 15^\circ} = 17744,13 \text{ А}, \quad (5.58)$$

где $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$ - угол между векторами токов плеч защиты.

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

$$K_T = \tan(x) \quad (5.59)$$

где x – угол наклона прямой, проведенной из начала координат, к оси абсцисс.
Следовательно, $x = 26,56^\circ$.

Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{СР.0}^{(2)}}{K_T} = \frac{2,39}{0,5} = 4,78 \text{ А.} \quad (5.60)$$

В относительных единицах:

$$I_{НТ}^* = \frac{I_{СР.0}^*}{K_T} = \frac{0,58}{0,5} = 1,16 \text{ о. е.} \quad (5.61)$$

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие: $B^* \geq I_{НТ}^* = 1,16$ о. е. Принимается типовое значение уставки $B^* = 1,5$ (при этом значении условие выполняется).

В именованных единицах:

$$B = B^* \cdot I_{Г.Н.}^{(2)} = 1,5 \cdot 4,21 = 6,32 \text{ А.} \quad (5.62)$$

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается дифференциальная токовая отсечка.

$$I_{отс} = k_{отс} \cdot I_{Г.Н.}^{(1)} = 6 \cdot 3367,88 = 20206,80 \text{ А,} \quad (5.63)$$

где $k_{отс} = 6$ – коэффициент отстройки.

Уставка органа отсечки приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{отс}^{(2)} = \frac{20206,80}{4000/5} = 25,26 \text{ А.} \quad (5.64)$$

В относительных единицах:

$$I_{отс}^* = \frac{I_{отс}^{(2)}}{I_{Г.Н.}^{(2)}} = \frac{25,26}{4,21} = 5,96 \text{ о. е.} \quad (5.65)$$

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора. Характеристика срабатывания дифференциальной защиты представлена на рисунке 5.2.

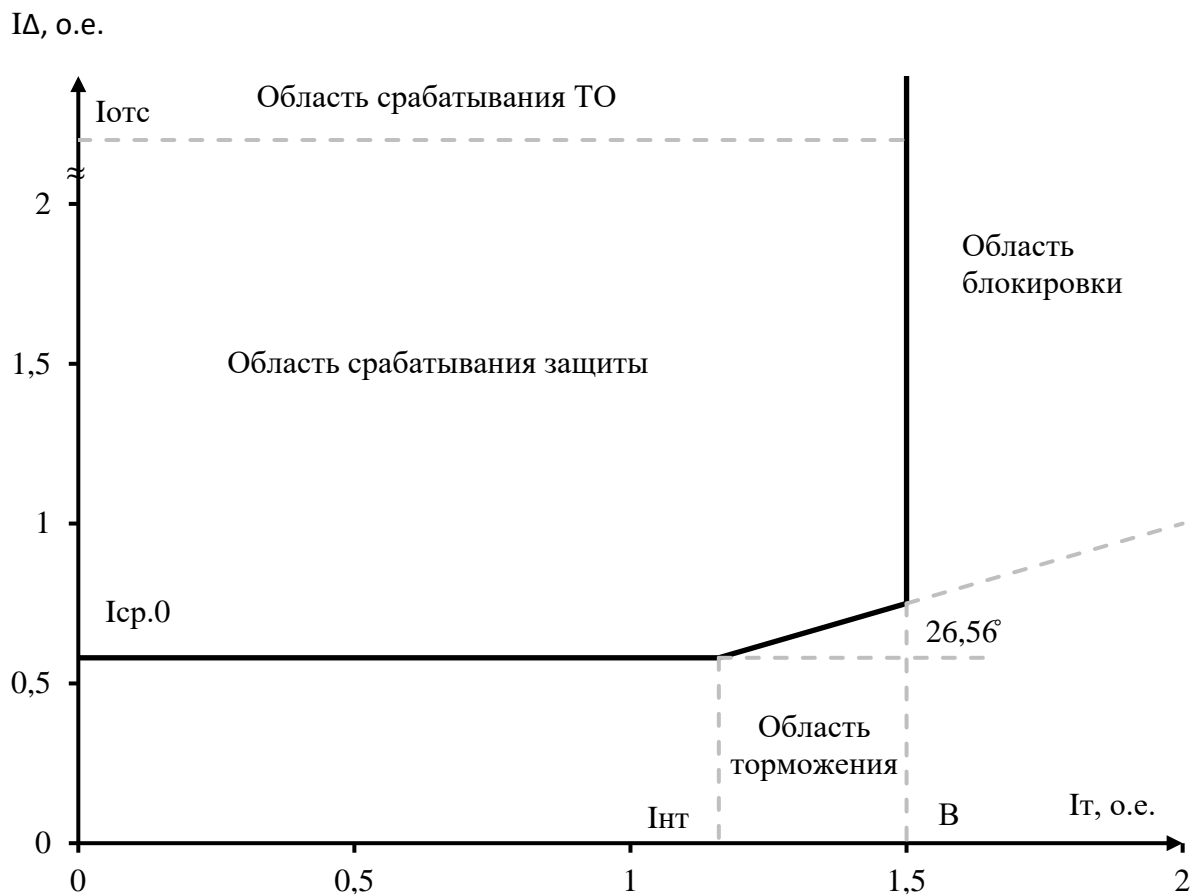


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

5.2.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))

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

Защита выполняется с помощью двух органов напряжения:

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, соединенной по схеме «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.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.

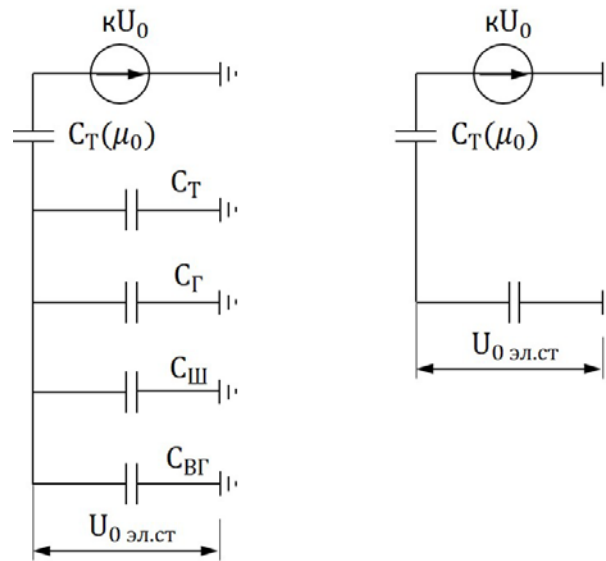


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст.

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{т.н.вн}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ.} \quad (5.66)$$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,8 + 0,008 + 0,25 = 1,065 \text{ мкФ/фазу,} \quad (5.67)$$

где $C_G = 0,8$ мкФ/фазу – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T = 0,0073$ мкФ/фазу – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш} = 0,008$ мкФ/фазу – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{ВГ} = 0,25$ мкФ/фазу – емкость генераторного выключателя 10,5 кВ.

$$C_{Ш} = C_{Шуд} \cdot l_{Ш} = 80 \cdot 10^{-9} \cdot 100 = 0,008 \text{ мкФ/фазу.} \quad (5.68)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,065} = \quad (5.69)$$

$$= 259,39 \text{ В},$$

где $K = 0,5$ – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора;

$C_T(\mu_0) = 0,012$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора;

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

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,065 = 6,08 \text{ А}, \quad (5.70)$$

где U_L – линейное напряжение генератора, кВ;

ω – циклическая частота, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314$ рад/с.

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}}{K_{ТН}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 259,39}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 7,09 \text{ В}, \quad (5.71)$$

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

$K_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, остановка турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали. Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3. Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,2857, \quad (5.72)$$

где K_T – коэффициент торможения органа U_{03} .

$$K_T = \frac{1}{K_\alpha} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha} = \frac{1}{2} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,2}{0,2} = 1,5, \quad (5.73)$$

где K_α – необходимый коэффициент чувствительности, принимается равным 2;

α – доля витков статора генератора со стороны нейтрали, не защищенных органом U_{0G} .

$$\alpha = 2 \cdot \frac{U_{cp}}{100} = 2 \cdot \frac{10}{100} = 0,2, \quad (5.74)$$

где U_{cp} – напряжение срабатывания органа U_{0G} , В.

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,57% 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.

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

Первая ступень защиты $U1>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = 1,2 \cdot U_H = 1,2 \cdot 100 = 120 \text{ В}, \quad (5.75)$$

где $U_H = 100 \text{ В}$ — номинальное междуфазное напряжение генератора вторичной цепи.

Вторая ступень защиты $U2>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

Уставка защиты $U2>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = 1,4 \cdot U_H = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ В}. \quad (5.76)$$

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

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. Выдержка времени срабатывания первой ступени защиты принимается равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

5.2.5 Дистанционная защита генератора ($Z1<$), ($Z2<$)

Дистанционная защита предназначена для резервирования основных защит блока генератор-трансформатор и защит смежных присоединений от междуфазных КЗ. Принцип действия защиты основан на контроле полного сопротивления в месте подключения измерительных ТТ и ТН. Защита подключается к ТТ, установленным со стороны нулевых выводов генератора и к ТН, установленным со стороны линейных выводов генератора. Подключение

защиты к ТТ со стороны нулевых выводов генератора позволяет осуществить резервирование продольной дифференциальной защиты генератора.

Защита выполняется 2-х ступенчатой: 1 ступень ($Z1 < G$) предназначена для защиты от симметричных КЗ и выполняет функцию ближнего резервирования, 2 ступень ($Z2 < G$) предназначена для защиты генератора от внешних междуфазных КЗ и выполняет функцию дальнего резервирования.

Сопротивление срабатывания выбирается по условию согласования с защитами смежных элементов (ВЛ 220 кВ):

$$\begin{aligned} Z_1 &\leq \frac{1}{K_{\Pi}^2} \cdot \left(0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} \right) = & (5.77) \\ &= \frac{1}{23,05^2} \cdot \left(0,8 \cdot 106,90 + \frac{0,8}{2} \cdot 23,75 \right) = 0,18 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

где $K_T = 2$ – коэффициент токораспределения, учитывающий, что линии параллельны;

$K_{\Pi} = \frac{U_{ТВН}}{U_{ТНН}} = \frac{242}{10,5} = 23,05$ — коэффициент трансформации блочного трансформатора;

$Z_T = 0,8$ – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ:

Сопротивление трансформатора ТД 63000/220 У1, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{НВН}^2}{S_{НТ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{242^2}{63} = 106,90 \text{ Ом}. \quad (5.78)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(5,21)^2 + (23,17)^2} = 23,75 \text{ Ом}. \quad (5.79)$$

В относительных единицах:

$$Z_1^* = \frac{Z_1}{Z_{баз.}} = \frac{0,18}{1,80} = 0,1 \text{ о. е.}, \quad (5.80)$$

где $Z_{баз.} = \frac{U_{ГН}^2}{S_{ГН}} = \frac{10,5^2}{61,25} = 1,80 \text{ Ом}$

Уставка будет равна:

$$Z_1^{(2)} = Z_1 \cdot \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} = 0,18 \cdot \frac{4000/5}{10500/100} = 1,37 \text{ Ом}. \quad (5.81)$$

Принимается уставка: $Z_1 = 1,37 \text{ Ом}$.

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, $\Delta Z = 30 - 50$ Ом/сек.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ.Г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Г.Н}}^{(1)}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3367,88} = 1,80 \text{ Ом}, \quad (5.82)$$

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 1,80 \cdot \frac{4000/5}{10500/100} = 13,71 \text{ Ом}. \quad (5.83)$$

В относительных единицах:

$$Z_{\text{НАГР}}^* = \frac{Z_{\text{НАГР}}^{(2)}}{Z_{\text{баз.}}} = \frac{13,71}{1,80} = 7,61 \text{ о. е.}, \quad (5.84)$$

где $Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{Г.Н}}^2}{S_{\text{Г.Н}}} = \frac{10,5^2}{61,25} = 1,80 \text{ Ом}.$

$\cos \varphi_{\text{Г}} = 0,8$, Следовательно, угол нагрузки в нормальном режиме равен $\varphi_{\text{НАГР}} = 36,87^\circ$.

Кратность форсировки гидрогенератора составляет 2,5. Следовательно ток ротора в режиме форсировки $I_{\text{Ф}} = 2,5$ о. е. С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{\text{Н}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в режиме форсировки в относительных единицах:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Г.Н}}^*}{I_{\text{Ф}}^*} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.85)$$

В именованных единицах:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}}^* \cdot Z_{\text{баз.}} = 0,38 \cdot 1,80 = 0,68 \text{ Ом}, \quad (5.86)$$

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР.Ф}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 0,68 \cdot \frac{4000/5}{10500/100} = 5,21 \text{ Ом}, \quad (5.87)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Г}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}^*} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.88)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 70,12^\circ$.
 Сопротивление срабатывания защиты принимается:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}^*}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.89)$$

В именованных единицах:

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз}} = 0,35 \cdot 1,80 = 0,63 \text{ Ом}, \quad (5.90)$$

где $Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{г.н}}^2}{S_{\text{г.н}}} = \frac{10,5^2}{61,25} = 1,80 \text{ Ом}.$

Уставка будет равна:

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ГТ}}}{K_{\text{ГН}}} = 0,63 \cdot \frac{4000/5}{10500/100} = 4,80 \text{ Ом}. \quad (5.91)$$

Принимаем уставку: $Z_2 = 4,80 \text{ Ом}.$

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.4.

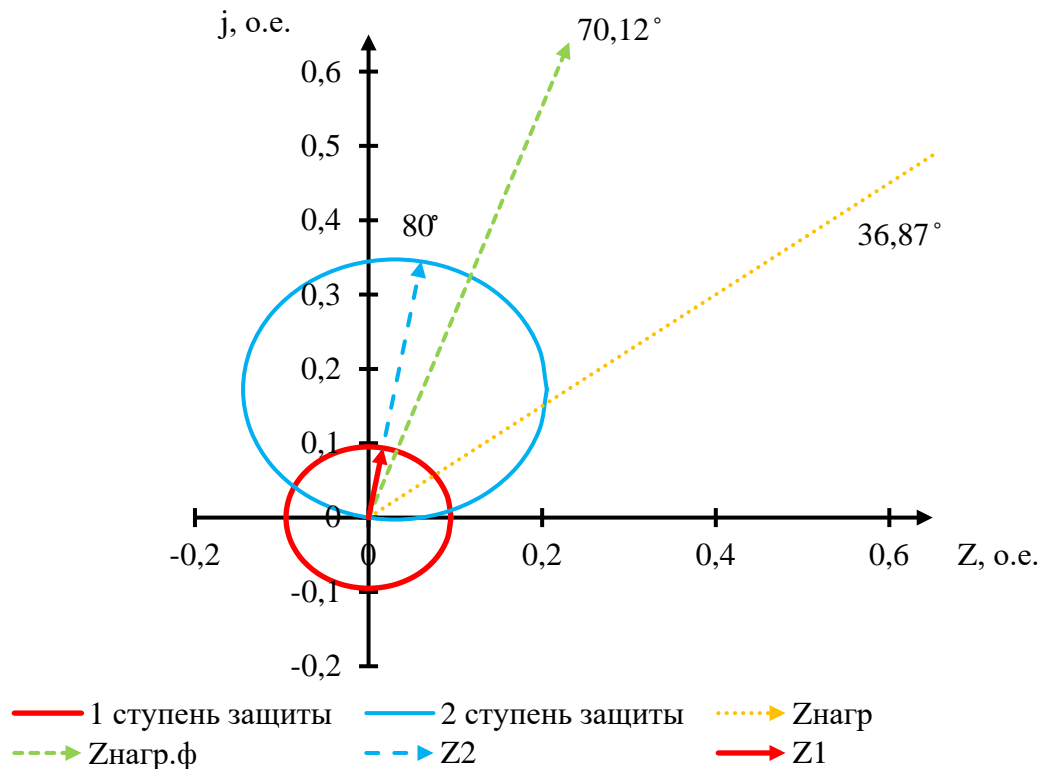


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.6 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:

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_{Г.Н}^{(1)}}, \quad (5.92)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_{Г.Н}^{(1)}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.93)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принимается уставка сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{Г.Н}^{(1)} = 0,07 \cdot 3367,88 \text{ А} = 235,75 \text{ А}. \quad (5.94)$$

Уставка сигнального органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{235,75}{4000/5} = 0,29 \text{ А}. \quad (5.95)$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{СИГН}}^* = \frac{I_{2\text{СИГН}}^{(2)}}{I_{Г.Н}^{(2)}} = \frac{0,29}{4,21} = 0,07 \text{ о. е.} \quad (5.96)$$

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 $t_{\text{МАКС}} = 700$ с.

Расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$I_2^* = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \text{ о. е.} \quad (5.97)$$

Уставку пускового органа выбираем по условию надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}}$:

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,18 \text{ о. е.}, \quad (5.98)$$

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

В именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}}^{(2)} = I_{2\text{ПУСК}}^* \cdot I_{Г.Н}^{(2)} = 0,18 \cdot 4,21 = 0,76 \text{ А.} \quad (5.99)$$

Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением: $t_{\text{СР}} = \frac{A}{I_2^{*2}}$.

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.8.

Таблица 5.7 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n , о.е	1	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
Длительность $t_{\text{СР}}$, с	30	83,33	120	187,5	333,33	750	3000

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.5.

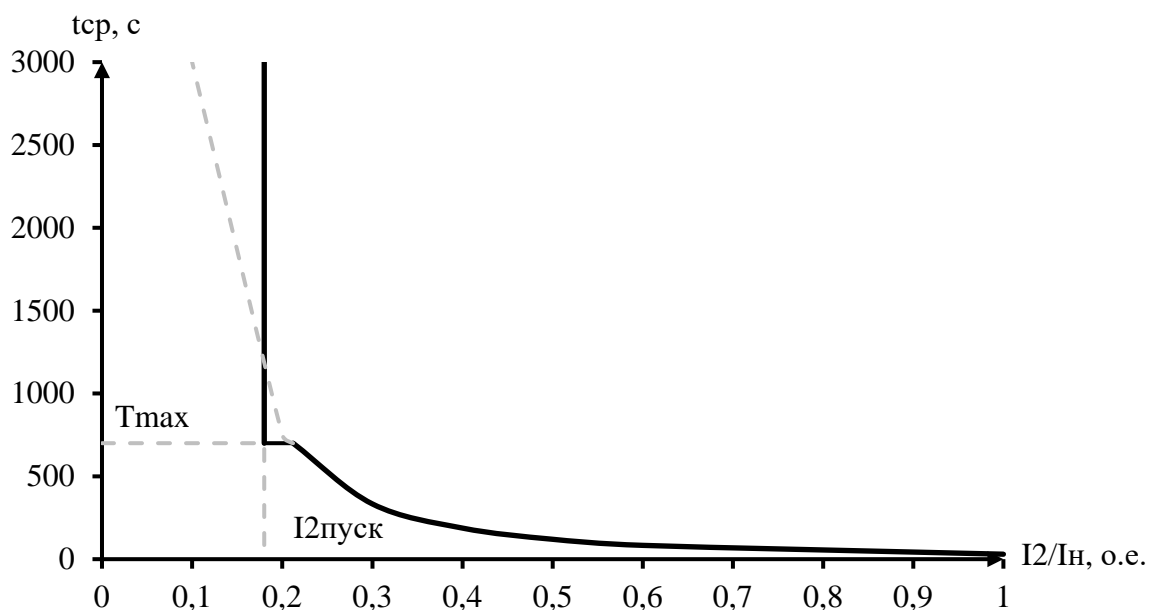


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($I_{\text{охл}}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя

Значение полного времени охлаждения задается заводом изготовителем генератора. При отсутствии данных уставка может быть ориентировочно определена как $t_{\text{охл}} = \frac{A}{(I_{2 \text{ дл. доп.}}^*)^2}$.

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:

- из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
- из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
- 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.

В относительных единицах:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot (x_{d''ВН}'' + 2 \cdot x_{Т}^* + x_{Л}^*)} = \frac{1}{1,3 \cdot (106,24 + 2 \cdot 1,83 + 0,40)} = 0,0070 \text{ о. е.}, \quad (5.100)$$

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

$$x_{Л}^* = x_{Л} \cdot \frac{S_{б}}{U_{б}^2} = 23,17 \cdot \frac{1000}{242^2} = 0,40 \text{ — сопротивление линии};$$

$x_{Т}^* = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,83 \text{ о. е.}$ — сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,0070 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,32 \text{ А}. \quad (5.101)$$

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

5.2.7 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1 \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{Г.Н}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 3367,88}{0,98} = 3608,44 \text{ А,} \quad (5.102)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Уставка сигнального органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}}{k_{ТТ}} = \frac{3608,44}{4000/5} = 4,51 \text{ А.} \quad (5.103)$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ СИГН.}}^* = \frac{I_{1 \text{ СИГН.}}^{(2)}}{I_{Г.Н}^{(2)}} = \frac{4,51}{4,21} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.104)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}} = \frac{K_H \cdot I_{Г.Н}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 3367,88}{0,98} = 3711,54 \text{ А.} \quad (5.105)$$

где $K_H = 1,08$ — коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ — коэффициент возврата.

Уставка пускового органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)} = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}}{k_{ТТ}} = \frac{3711,54}{4000/5} = 4,64 \text{ А.} \quad (5.106)$$

В относительных единицах:

$$I_{1 \text{ ПУСК.}}^* = \frac{I_{1 \text{ ПУСК.}}^{(2)}}{I_{Г.Н}^{(2)}} = \frac{4,64}{4,21} = 1,10 \text{ о. е.} \quad (5.107)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.9:

Таблица 5.8 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I_1/I_N , о.е.	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,35	1,4	1,5
Длительность перегрузки t , с	3600	900	360	300	240	180	120	60

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.6.

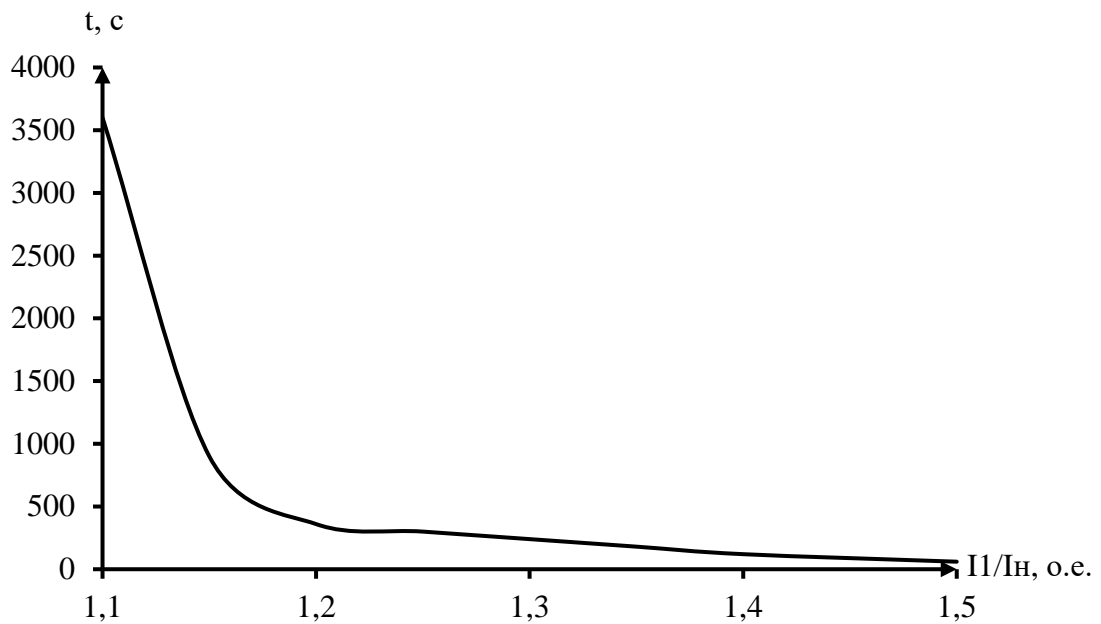


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

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.

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

Уставка органа осечки:

$$I_{1\text{ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{Г.Н}^{(1)}}{K_B} = \frac{1,4 \cdot 3367,88}{0,98} = 4811,26 \text{ А.} \quad (5.108)$$

где $K_H = 1,4$ — коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ — коэффициент возврата.

Уставка органа отсечки приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{1\text{ТО}}^{(2)} = \frac{I_{1\text{ТО}}}{k_{\text{тт}}} = \frac{4811,26}{4000/5} = 6,01 \text{ А.} \quad (5.109)$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ТО}}^* = \frac{I_{1\text{ТО}}^{(2)}}{I_{Г.Н}^{(2)}} = \frac{6,01}{4,21} = 1,43 \text{ о. е.} \quad (5.110)$$

Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{г.н}}{K_B \cdot K_{ТН}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.111)$$

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

5.2.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.СИГН.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{P.Н}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 1,42}{0,98} = 1,52 \text{ А,} \quad (5.112)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

В относительны единицах:

$$I_{P.СИГН.}^* = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.113)$$

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

Уставка пускового органа приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.ПУСК}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{P.Н}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 1,42}{0,98} = 1,56 \text{ А.} \quad (5.114)$$

где $K_H = 1,08$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата

В относительных единицах:

$$I_{P.ПУСК}^* = 1,10 \text{ о. е.} \quad (5.115)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.10), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.9 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I_p/I_H , о.е.	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.7.

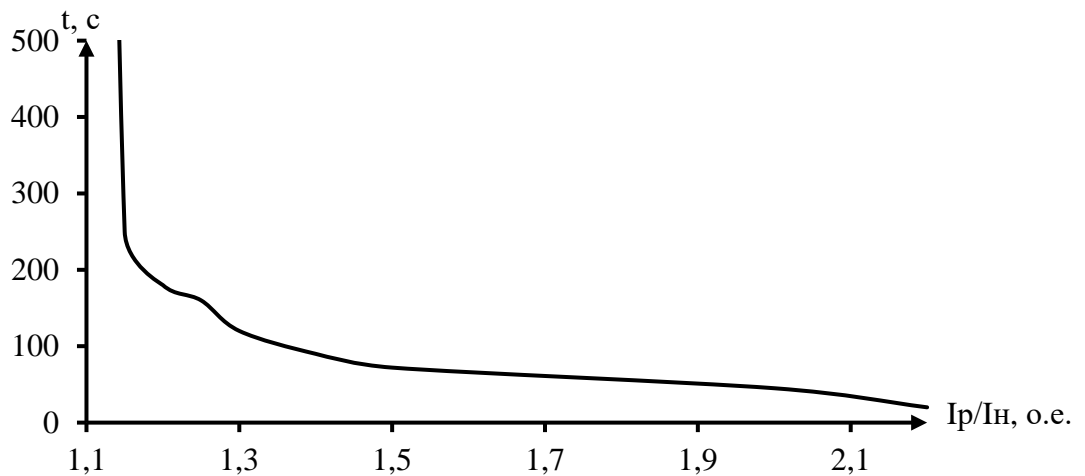


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка ТО приведенная к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P,ТО}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{p,H}^{(2)}}{K_B} = \frac{2,2 \cdot 1,42}{0,98} = 3,19 \text{ А.} \quad (5.116)$$

где $K_H = 2,2$ – коэффициент, принимаемый для гидрогенераторов мощностью до 100 МВт.

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата

В относительных единицах:

$$I_{P,ТО}^* = 2,24 \text{ о. е.} \quad (5.117)$$

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

5.3 Выбор комплекса защит генератора-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Ярнемской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно – производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне 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.

Результаты расчета уставок защит представлены в приложении Г, таблица Г.1. Матрица отключения защит представлена в приложении Г, таблица Г.2.

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины при основном сочетании нагрузок

Отметка гребня грунтовой плотины:

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

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

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

где $h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона; a – конструктивный запас равный 1 м.

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{v_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СП [17, приложение Б], $12 \cdot 10^{-7}$;

$k_w = 3(1 + 0,3 \cdot v_w) \cdot 10^{-7}$;

v_w – расчетная скорость ветра, 20 м/с;

L – длина разгона волны, 15000 м;

g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$;
 d – условная расчетная глубина воды в вдхр;
 α – угол между продольной осью вдхр и направлением ветра, 0° .

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{50 - 15,39}{2} = 17,305 \text{ м}, \quad (6.4)$$

$$k_w = 3(1 + 0,3 \cdot 20) \cdot 10^{-7} = 21 \cdot 10^{-7}. \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона:

$$\Delta h_{\text{set}} = 21 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{20^2 \cdot 15000}{9,81 \cdot 17,305} \cdot 1 = 0,0742 \text{ м}.$$

Высота волны 1% обеспеченности для основного случая.

Для этого:

Вычисляются безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{v_w^2} = \frac{9,81 \cdot 15000}{20^2} = 367,88, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v_w} = \frac{9,81 \cdot 15000}{20} = 10594,8, \quad (6.7)$$

где t – период развития волн на вдхр., $6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

Из графика используя значения, полученные по формулам, определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v_w}$ результаты представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Значения безразмерных величин

Параметр	$\frac{g \cdot L}{v_w^2}$	$\frac{g \cdot t}{v_w}$
$\frac{g\bar{h}}{v_w^2}$	0,03	0,08
$\frac{g\bar{T}}{v_w}$	2,3	4

Принимаются наименьшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0,03$ и $\frac{g\bar{T}}{v_w} = 2,3$.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{2 \cdot v_w}{g} = \frac{2 \cdot 20}{9,81} = 4,69 \text{ с}. \quad (6.8)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,026 \cdot v_w^2}{g} = \frac{0,029 \cdot 20^2}{9,81} = 1,22 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 4,69^2}{2 \cdot 3,14} = 34,33 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Условие на глубоководность выполняется:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d \Rightarrow 17,305 \text{ м} > 17,16 \text{ м.} \quad (6.11)$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,22 \cdot 2,1 = 2,57 \text{ м.} \quad (6.12)$$

где $K_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от $\frac{g \cdot L}{v_w^2}$.

Величина наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины:

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%} = 2,57 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 5,20 \text{ м,} \quad (6.13)$$

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

$k_{sp} = 1,5$ – коэффициент, принимаемый по таблице, зависит от крутизны откоса $m=3$ и скорости ветра v_w ;

$k_{\text{run}} = 1,5$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 13,36$.

Превышение гребня грунтовой плотины по формуле (6.2):

$$h_s = 5,20 + 0,0742 + 1 = 6,28 \text{ м.}$$

Отметка грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГП}} = 50 + 6,28 = 56,28 \text{ м.}$$

6.2 Гидравлические расчеты

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

Напор на сооружении при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 50 - 26,82 = 23,18 \text{ м}, \quad (6.14)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 51,50 - 28,49 = 23 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Т.к. $H_{\text{мин}}^{\text{турб}} < H_{\text{осн}}$ и $H_{\text{пов}}$, $21,7 < 23,18$ и 23 – пропуск паводка через гидроагрегаты возможен.

Расход через один агрегат:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{49000}{9,81 \cdot (23,18 - 0,3) \cdot 0,937} = 232,99 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.16)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{49000}{9,81 \cdot (23 - 0,3) \cdot 0,937} = 234,73 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.17)$$

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход воды для основного случая:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{мах расч}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{с}}, \quad (6.18)$$

где $Q_{\text{мах расч}} = 2954 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расчетный расход для основного расчетного случая, принимаемый при обеспеченности 1% для ГТС II класса;

$Q_{\text{ГЭС}}$ – допустимый расход через гидроагрегаты ГЭС при числе гидроагрегатов меньше шести;

$Q_{\text{с}}$ – расход резервного глубинного водосброса.

$$Q_{\text{ГЭС}} = (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} = (3 - 1) \cdot 232,99 = 465,97 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.19)$$

где n – количество гидроагрегатов;

$Q_{\text{ГА}}$ – расход через гидроагрегат.

$$Q_{\text{с}} = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(3,165 + 1,244) \cdot 10^9}{15552000} = 283,51 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.20)$$

где $V_{\text{по}}$ – полезный объем водохранилища;

$V_{\text{пр}}$ – объем притока за время сработки;

$T_{\text{ср}}$ – время сработки водохранилища до отметки УМО.

$$Q_{\text{осн.расч}} = 2954 - 465,97 - 283,51 = 2204,52 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{q_{\text{в}}}, \quad (6.21)$$

где q_v – удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.22)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (6.23)$$

где $[v_h] = 3$ м/с - допустимая скорость на рисберме;

$h_{НБ} = 11,43$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{\max \text{ расч.}}$.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = 3 \cdot 11,43 = 34,29 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot 34,29 = 42,86 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{2204,52}{42,86} = 51,43 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта равна сумме водосливных отверстий, ширина которых стандартизирована, поэтому допускается увеличение значения водосливного фронта в большую сторону.

$$B = b \cdot n = 9 \cdot 6 = 54 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где $b = 9$ м – стандартная ширина пролета;

$n = 6$ – число пролетов.

Толщина быка $\delta_b = 3$ м.

Принимается ширина быка равная 3 м, при глинистом основании разрезается каждый бык.

Ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_b = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 9 \cdot 6 + (6 - 1) \cdot 3 = 69 \text{ м}. \quad (6.25)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2204,52}{0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,07 \text{ м}, \quad (6.26)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива безвакуумного профиля.

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2204,52}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1,54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,46 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле (6.28):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.28)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролетов;

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

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{7,07}{9} = 0,92. \quad (6.29)$$

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

$$H = H_{02\text{осн}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.30)$$

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

V_0 – скорость подхода воды на водосливе:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\sqrt{H_{\text{ПУ}} - H_{\text{дна}}})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{2204,52}{(50 - 15,39) \cdot (54 + (6-1) \cdot 3)} = 0,92 \text{ м/с}, \quad (6.31)$$

где δ_B – толщина быка;

Напор на гребне водослива рассчитывается по формуле (6.30):

$$H = 7,46 - \frac{1,1 \cdot 0,92^2}{2 \cdot 9,81} = 7,41 \text{ м}. \quad (6.32)$$

Принимается стандартное значение $H_{\text{ст}} = 8 \text{ м}$.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 50 - 8 = 42 \text{ м.} \quad (6.33)$$

6.2.3 Определение расчетной отметки форсированного уровня

Поверочный расход воды для основного случая:

$$Q_{пов.расч} = Q_{мах.расч} - Q_{ГЭС} - Q_c, \quad (6.34)$$

где $Q_{мах.расч} = 3694 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный поверочный расход для основного расчетно случая, принимаемый при обеспеченности 0,1% для ГТС II класса;

$Q_{ГЭС}$ – допустимый расход через гидроагрегаты ГЭС при числе гидроагрегатов меньше шести;

Q_c – расход резервного глубинного водосброс.

$$Q_{ГЭС} = (n - 1) \cdot Q_{ГА} = (3 - 1) \cdot 234,73 = 469,46 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.35)$$

где n – количество гидроагрегатов; $Q_{ГА}$ – расход через гидроагрегат.

$$Q_{пов.расч} = 3694 - 465,97 - 283,51 = 2941,03 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.36)$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{пов.расч}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2941,03}{0,49 \cdot 54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,57 \text{ м}, \quad (6.37)$$

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{пов.расч}}{m\epsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2941,03}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1,54 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,15 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}. \quad (6.39)$$

где b – ширина пролета; n – число пролетов;

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

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{8,57}{9} = 0,91, \quad (6.40)$$

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.41)$$

$$V_0 = \frac{Q_{пов.расч}}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{2941,03}{(51,50 - 15,39) \cdot (54 + (6-1) \cdot 3)} = 1,18 \text{ м/с}, \quad (6.42)$$

$$H = 9,15 - \frac{1,1 \cdot 1,18^2}{2 \cdot 9,81} = 9,07 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} - H_{\text{пов}} = 42 + 9,07 = 51,07 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Расчетная отметка ФПУ 51.07 м меньше заданной отметки ФПУ 51,50 м, следовательно, пропуск поверочного расхода обеспечивается.

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения принимается профиль оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера-Офицера. Для сопряжения нижней водосливной грани с поверхностью водобоя найден радиус скругления равный $R = 14,95$. Величина радиуса зависит от высоты плотины $p_B = 26,61$ м и напора на водосливе $H_{\text{ст}} = 8$ м.

Координаты для построения оголовка приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 8$ м.

x	y	x	y	x	y
0	1,008	11,2	4,512	22,4	19,70
0,8	0,288	12	5,288	23,2	21,12
1,6	0,056	12,8	6,112	24	22,912
2,4	0	13,6	6,984	24,8	24,104
3,2	0,048	14,4	7,896	25,6	25,656
4	0,216	15,2	8,864	26,4	27,24
4,8	0,48	16	9,88	27,2	28,872
5,6	0,8	16,8	10,952	28	30,544
6,4	1,168	17,6	12,064	28,8	32,248
7,2	1,584	18,4	13,224	29,6	33,992
8	2,048	19,2	15,152	30,4	35,768
8,8	2,568	20	15,68	31,2	37,584
9,6	3,152	20,8	16,976	32	39,504
10,4	3,8	21,6	18,312		

Профиль построенного оголовка безвакуумного водослива представлен на рисунке 6.1.

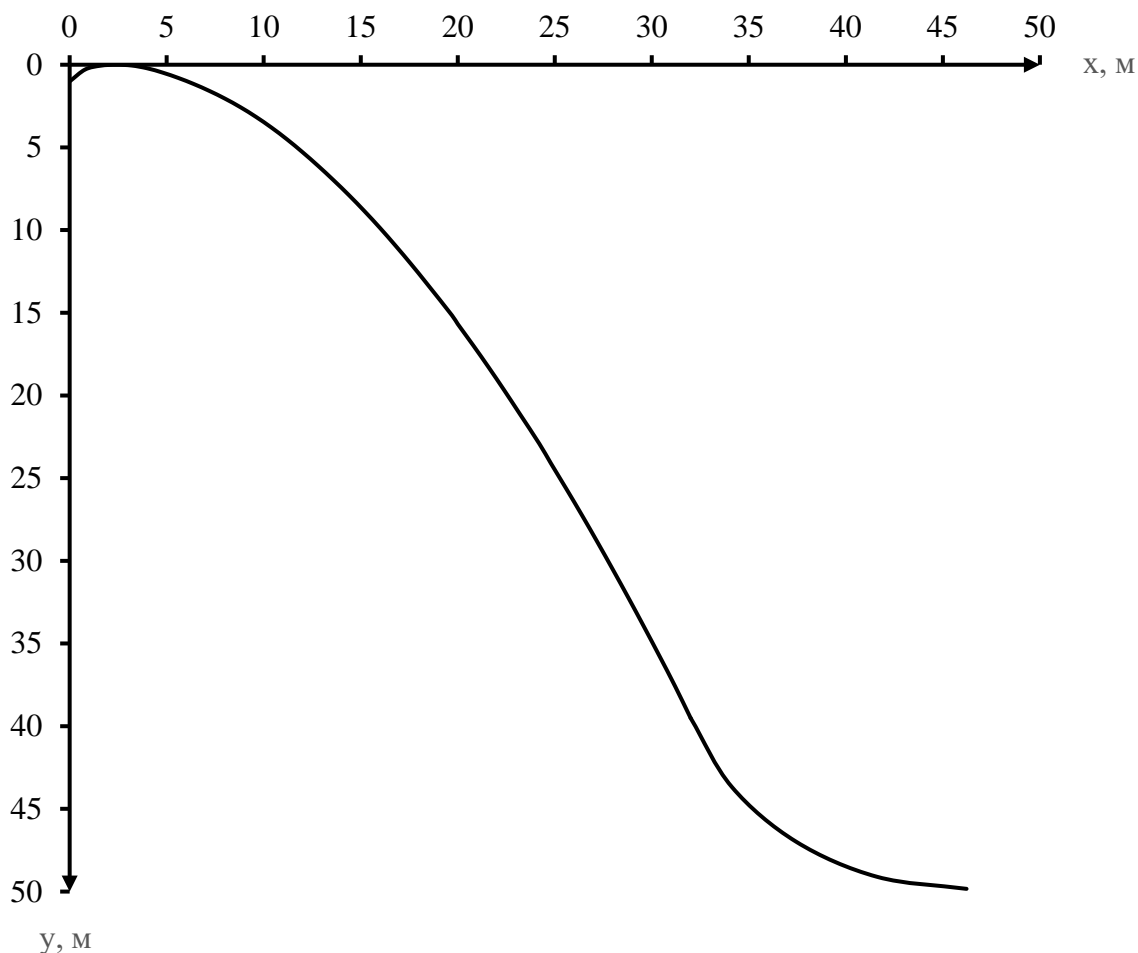


Рисунок 6.1 – Профиль оголовка безвакуумного водослива

6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяются параметры гидравлического режима при донном режиме сопряжения бьефов для прямоугольного русла. Схема оголовка и сжатого сечения показана на рисунке 6.2.



Рисунок 6.2 – Профиль водосливной плотины и сжатое сечение

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_{осн.расч}^2}{(B + \Sigma(n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2204,52^2}{(54 + \Sigma(6-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,86 \text{ м.} \quad (6.45)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 50 - 15,39 = 34,61 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Находится отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{34,61}{4,86} = 7,13. \quad (6.47)$$

Далее по графику М.Д. Черноусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,95$.

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,31 \cdot 4,86 = 1,51 \text{ м,} \quad (6.48)$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр} = 2,5 \cdot 4,86 = 12,14 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Так как выполняется условие $h''_c > h_{НБ}$ ($12,14 > 11,43$), следовательно, прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому проектируют сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью специальных устройств.

Избыточная энергия воды, сбрасываемая через водослив, гасится при помощи водобойной стенки.

6.2.6 Расчет водобойной плиты

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 21,23 \cdot \sqrt{1,51} = 3,91 \text{ м,} \quad (6.50)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_{осн.расч}}{\omega_c} = \frac{2204,52}{103,86} = 21,23 \text{ м/с,} \quad (6.51)$$

$$\text{где } \omega_c = (B + (n - 1) \cdot \delta_6) \cdot h'_c = (54 + (6 - 1) \cdot 3) \cdot 1,51 = 103,86 \text{ м}^2. \quad (6.52)$$

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_B = 0,9 \cdot l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot 53,89 = 48,50 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где $l_{\text{пр}}$ – длина гидравлического прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2,5(1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,14 - 1,501) = 53,89 \text{ м}. \quad (6.54)$$

6.2.7 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{31,95}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 31,95^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 12,14)^2} = 7,20 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса;

$m = 0,35$ – коэффициент для водослива практического профиля;

q – удельный расход:

$$q = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{2204,52}{(54+(6-1) \cdot 3)} = 31,95 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.56)$$

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 12,14 - 7,20 = 6,16 \text{ м}. \quad (6.57)$$

Проверяется условие сопряжения бьефов за стенкой.

Схема для расчета водобойной стенки приведена на рисунке 6.3.

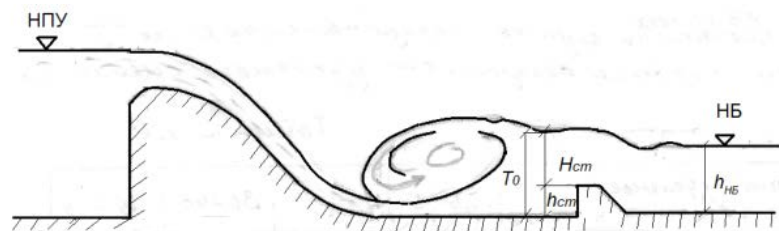


Рисунок 6.3 – Схема для расчета водобойной стенки

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 6,16 + 7,20 = 13,35 \text{ м}. \quad (6.58)$$

Повторяем аналогичный расчет:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{13,35}{4,86} = 2,75, \quad (6.59)$$

$$\xi'_c = 0,18, \quad (6.60)$$

$$h'_c = \xi'_c h_{кр} = 1,8 \cdot 4,86 = 8,75 \text{ м.} \quad (6.61)$$

По полученным значениям видно, что $h'_c < h_{НБ}$ ($8,75 < 11,43$), что соответствует сопряжению по типу затопленного прыжка.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

При проектировании плотины необходимо стремиться к уменьшению ширины сооружения по основанию. Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным рисунок 6.4.

Профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

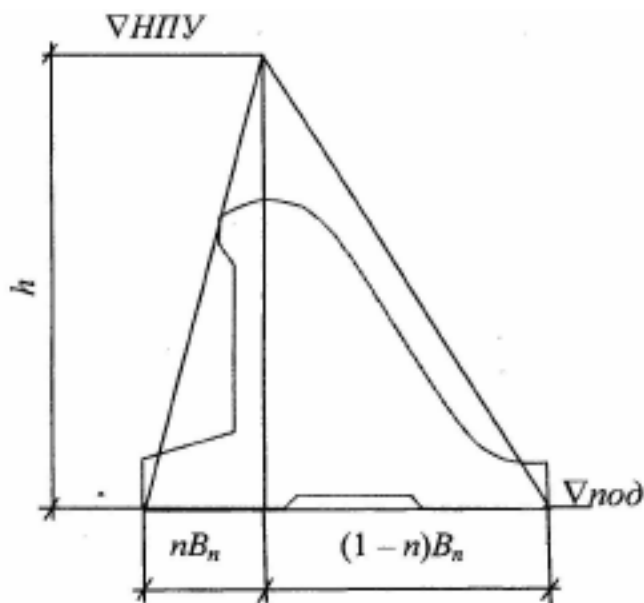


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

Высота плотины:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 50 - 7,18 = 42,82 \text{ м,} \quad (6.62)$$

где $\nabla_{под}$ – отметка подошвы:

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - (\delta_v + (2 \div 3)) = 15,59 - (3,91 + 2,5) = 7,18 \text{ м,} \quad (6.63)$$

где δ_v – толщина водобойной плиты;

$(2 \div 3)$ – толщина слоя грунта с низкой несущей способностью.

Из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, ширина подошвы плотины:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.64)$$

где $\alpha_1 = 0,5$ – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления;

$\rho_w = 1000 \text{ кН/м}^3$ – плотность воды;

$\rho_b = 2400 \text{ кН/м}^3$ – плотность бетона.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi\left(\frac{\rho_b}{\rho_w}+n-\alpha_1\right)}, \quad (6.65)$$

где $f = 0.4$ – коэффициент трения бетона по грунту основания;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению сооружения для II класса сооружения.

Задаваясь различными значениями n , производится расчет, результаты сводятся в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	B_n^I	B_n^{II}
0	31,06	67,61
0,05	31,25	65,87
0,1	31,48	64,23
0,15	31,76	62,66
0,2	32,09	61,17
0,25	32,48	59,75
0,3	32,94	58,39
0,35	33,46	57,09
0,4	34,06	55,85
0,45	34,76	54,66
0,5	35,56	53,52
0,55	36,48	52,43
0,6	37,55	51,38
0,65	38,81	50,37
0,7	40,28	49,41
0,75	42,04	48,47
0,8	44,16	47,58
0,85	46,79	46,71
0,9	50,11	45,88
0,95	54,49	45,07
1	60,55	44,29

Строится график зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ рисунок 6.5.

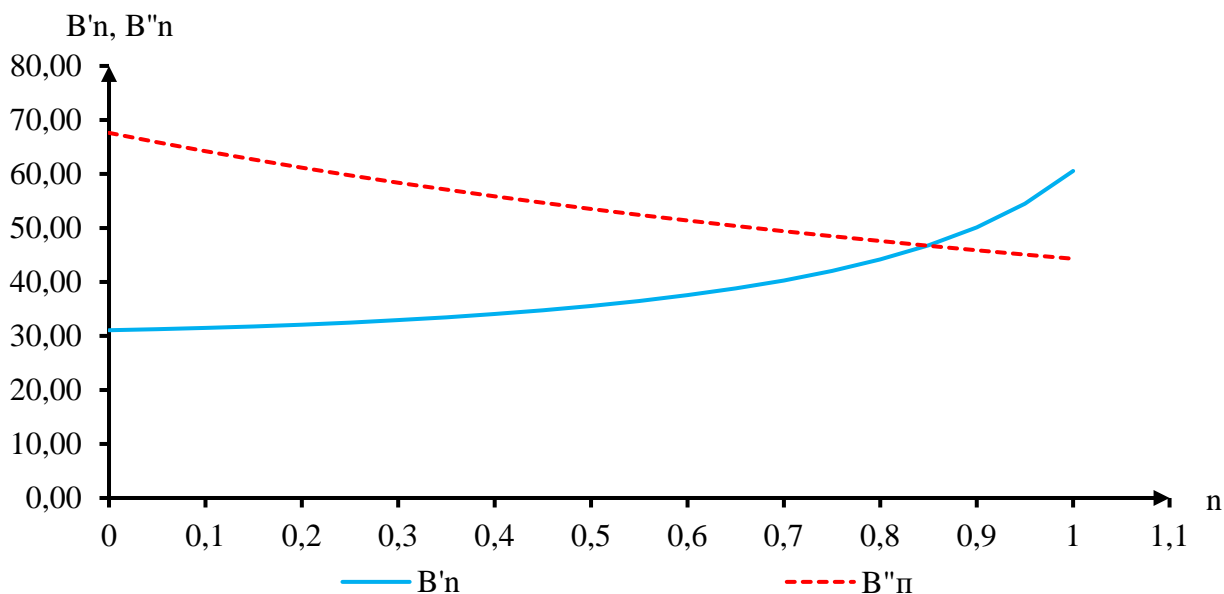


Рисунок 6.5 – Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Точка пересечения кривых определяет искомую ширину подошвы водосливной плотины. Графики пересекаются в точке $n = 0,849$ и $B_n = 46,73$ м.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

При проектировании бетонных плотин на не скальных основаниях предусматривается их разрезка поперечными сквозными межсекционными швами, проходящими по быкам, причем на глинистых и суглинистых основаниях разрезается каждый бык. Швы оборудуются уплотнениями и дренажными устройствами.

Таким образом, расстояние между межсекционными швами будет равно:

$$l_c = b + \delta_6 = 9 + 3 = 12 \text{ м.} \quad (6.66)$$

6.3.3 Быки

Разрезной бык состоит из двух полубыков.

Назначается ширина разрезного быка: $\delta_6 = 3$ м.

Регулирование расхода производится плоскими затворами. Глубина пазов ремонтного и аварийно-ремонтного затворов принимается 0,5 м. Ширина паза затвора принимается равной 1 м, расстояние между пазами – 1 м.

6.3.4 Дренаж тела бетонных плотин.

Вдоль напорной грани предусматривается устройство вертикальных дренажных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин – 10 см, расстояние между осями скважин 2 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верховой грани продольной галереи назначается не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{33,91 \cdot 1,2}{25} = 1,63 \text{ м}, \quad (6.67)$$

где H_d – напор над расчетным сечением;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{кр}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусматриваются продольные и поперечные галереи. Галереи располагаются по высоте плотины через 15 м. Одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей принимаются минимальными, но обеспечивающими транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Галереи назначаются шириной – 2,5 м, а высотой – 3 м.

6.4 Основные элементы плотины

6.4.1 Понур

Т.к. грунтом основания плотины является суглинок в качестве противофильтрационного элемента проектируется жесткий понур в виде железобетонных плит с уплотнением швов и устройством гидроизоляционного покрытия поверху из битумных и полимерных материалов.

Толщина понура:

$$\delta_{пон} \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{кр.м}} = \frac{21,41 \cdot 1,2}{30} = 0,87 \text{ м}, \quad (6.68)$$

где ΔH – потеря напора от начала подземного контура до рассматриваемого вертикального сечения;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{кр.м} = 30$ – критический средний градиент напора для материала понура.

Толщина понура принимается 1 м.

Потеря напора от начала подземного контура до рассматриваемого вертикального сечения:

$$\Delta H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{Дна}}{2} = \frac{50 - 7,18}{2} = 21,41 \text{ м}. \quad (6.69)$$

Длина понура:

$$l_{\text{п}} = (1 \div 1,5) \cdot H = 1,5 \cdot 33,91 = 50,86 \text{ м.} \quad (6.70)$$

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 50 - 16,09 = 33,91 \text{ м,} \quad (6.71)$$

где $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$ – отметка уровня НБ при минимальном расходе, определяется по кривой связи, которая равна $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 16,09$ м при $Q_{\text{сан}} = 80 \text{ м}^3/\text{с}$.

Принимается длина понура равная 50 м.

6.4.2 Дренажные устройства в основании плотины

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраиваются дренажи.

Принимается трехслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы, а также под частью фундаментной плиты.

Суммарная толщина дренажа с 3-мя слоями обратного фильтра – 1,5 м.

6.4.3 Водобой, рисберма и ковш

Водобой проектируется в виде монолитной железобетонной плиты толщиной 3.9 м. Длина водобоя 48.5 м. В конце водобоя устанавливается водобойная стенка высотой 6.2 м. Водобойная плита в направлении по потоку разрезана температурно-осадочными швами, расположенными в створе деформационных швов водосливной плотины.

Рисберма проектируется в виде монолитных плит прямоугольного сечения размером 18.86 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,2 м, на расстоянии друг от друга в плане 4,715 м. Так как рисберма устроена на нескальном основании, под плитами устраивается обратный фильтр. Толщина плит рисбермы 1 ряда назначается не менее половины толщины водобоя, далее по потоку толщина плит уменьшается.

Глубина ковша:

$$h_{\text{max}} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_n}} = K_p = 1,05 \cdot \sqrt{\frac{34,29}{1,97}} = 4,38 \text{ м,} \quad (6.72)$$

где K_p – коэффициент, зависящий от условий размыва (1,05÷1,1);

q_p – удельный расход на рисберме;

V_n – неразмывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока $h_{\text{НБ}} = 1$ м.

Длина дна ковша принимается равной $(2 \div 5) \cdot h_{\text{кр}} = 4 \cdot 4,86 = 19,42$ м

Общая длина послепрыжкового участка (рисбермы с ковшом) определяется по рекомендации М.С. Вызго:

$$l_{\text{пп}} = \frac{0,4}{n} \cdot h_c'' = \frac{0,4}{0,44} \cdot 12,14 = 121,38 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Дно ковша прикрывается слоем мелкого камня толщиной 1 м. Уклон откосов ковша 1:4 и 1:2.

6.4.4 Фильтрационные расчеты подземного контура

Фильтрационные расчеты проводятся с целью обоснования состава элементов подземного контура, их размеров и очертания.

Для основного случая – отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{\text{НПУ}}$, нижнего бьефа – $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$, при $Q_{\text{сан}}$.

Так как основание нескальное - используется метод удлинённой контурной линии.

6.4.5 Построение эпюры противодействия методом удлинённой контурной линии

Схема к расчету фильтрационного давления приведена на рисунке 6.6.

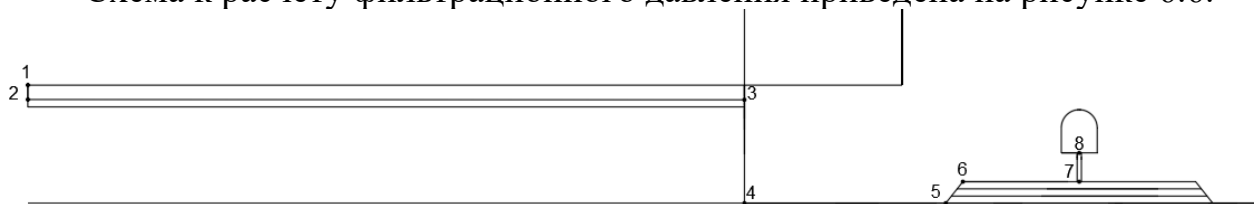


Рисунок 6.6 – Схема к расчету фильтрационного давления

Так как суглинок является естественным водоупором: $T_p = T_d = 0$

Среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура до водоупора будет равно нулю: $T_{\text{ср}} = 0$

Действительная длина пути фильтрации:

$$l_d = 1 + 50 + 7,21 + 14,04 + 1,5 + 8,12 + 2 = 83,87 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Виртуальная длина пути фильтрации:

$$l_b = l_d + 2\lambda_0 = 83,87 + 2 \cdot 0 = 83,87 \text{ м,} \quad (6.75)$$

где λ_0 – величина, обуславливающая дополнительные потери напора на входе фильтрационного потока в основании и на выходе:

$$\lambda_0 = 0,44T_{\text{ср}} = 0,44 \cdot 0 = 0 \text{ м.} \quad (6.76)$$

Треугольник потерь напора показан на рисунке 6.7.

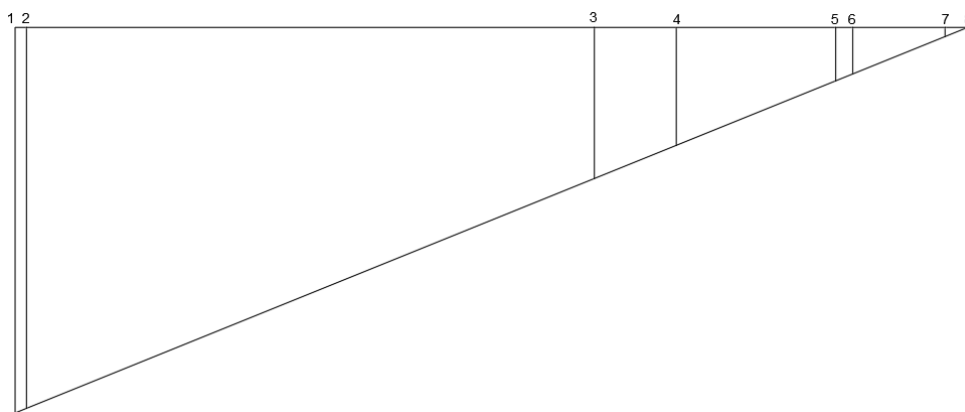


Рисунок 6.7 – Треугольник потерь напора

Эпюра фильтрационного давления показана на рисунке 6.8.

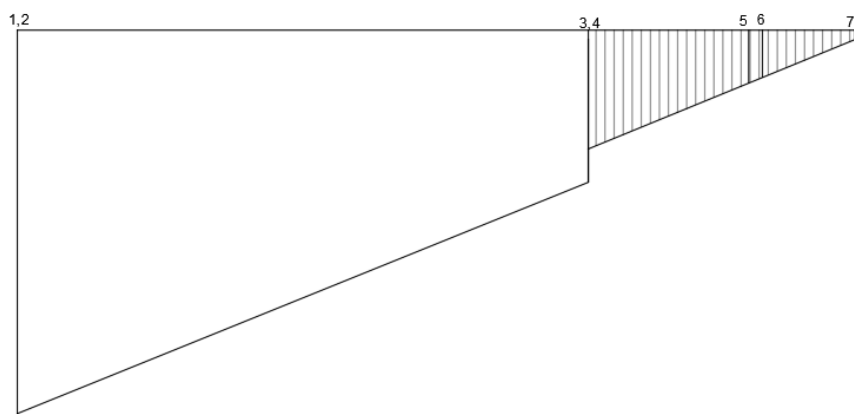


Рисунок 6.8 – Эпюра фильтрационного давления

6.5 Определение состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий.

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{865,55 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{9 + 3} = 15283,89 \text{ кН}, \quad (6.77)$$

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

b – ширина пролета, 9 м;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка, 3 м;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона, 2400 кг/м³.

Плечо силы относительно сечения, проходящего через середину подошвы – 0,87 м.

Вес бычка определяется аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1824,44 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{9 + 3} = 10738,64 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где S_6 – площадь поперечного сечения быка (вычислена с помощью программы AutoCAD).

Плечо силы относительно сечения, проходящего через середину подошвы – 3,1 м.

Поперечный разрез быка и водосливной плотины представлены на рисунке 6.9.

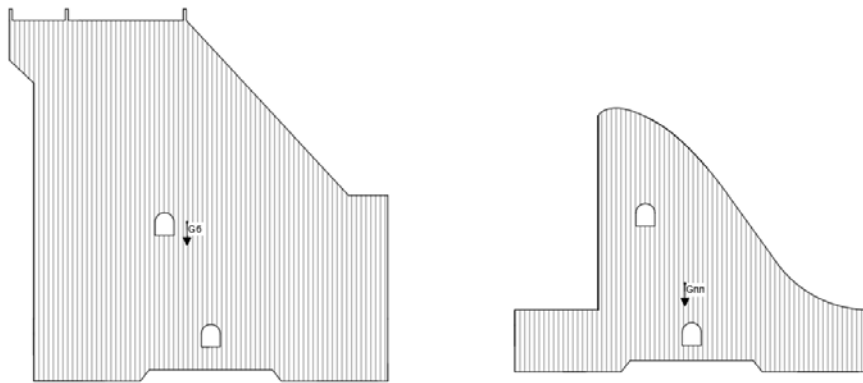


Рисунок 6.9 – Поперечный разрез быка и водосливной плотины

Вес плоского скользящего затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 90 \cdot \sqrt{90} \cdot 9,81 = 460,68 \text{ кН}. \quad (6.79)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (51,50 - 42) \cdot 9 = 90 \text{ м}^2. \quad (6.80)$$

Плечо силы относительно сечения, проходящего через середину подошвы – 9,35 м.

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины принимаются по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}}^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 42,82^2}{2} = 8993,58 \text{ кН/м}, \quad (6.81)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 50 - 7,18 = 42,82$ м. (6.82)

Плечо силы гидравлического давления со стороны ВБ относительно подошвы:

$$y_{\text{В}} = \frac{1}{3} h_1 = \frac{1}{3} \cdot 42,82 = 14,27 \text{ м.} \quad (6.83)$$

– с нижнего бьефа:

$$T_{\text{Н}}^{\text{осн}} = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 8,91^2}{2} = 389,6319 \text{ кН/м,} \quad (6.84)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 16,09 - 7,18 = 8,91$ м.

Плечо силы гидравлического давления со стороны НБ относительно подошвы:

$$y_{\text{Н}} = \frac{1}{3} h_2 = \frac{1}{3} \cdot 8,91 = 2,97 \text{ м.} \quad (6.85)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа:

$$W_{\text{В}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 381,4055 = 3741,59 \text{ кН,} \quad (6.86)$$

Плечо силы относительно сечения, проходящего через середину подошвы – 17,85 м.

– с нижнего бьефа:

$$W_{\text{Н}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 2,1196 = 9,22 \text{ кН,} \quad (6.87)$$

Плечо силы относительно сечения, проходящего через середину подошвы – 21,68 м.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 390,1959 = 3827,82 \text{ кН,} \quad (6.88)$$

Плечо силы относительно сечения, проходящего через середину подошвы – 0 м.

Эпюра взвешивающего давления представлена на рисунке 6.10.

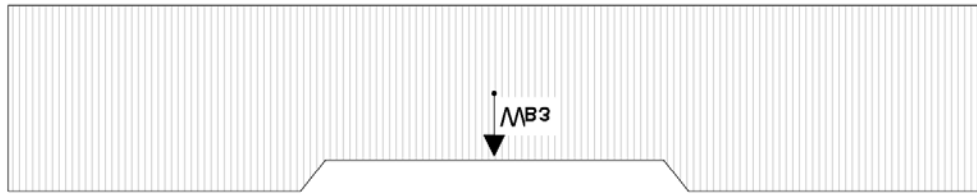


Рисунок 6.10 – Эпюра взвешивающего давления

6.5.4 Сила фильтрационного давления

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

$$W_{\phi} = \rho \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 130,65 = 1281,68 \text{ кН}, \quad (6.89)$$

Плечо силы относительно сечения, проходящего через середину подошвы – 14,648 м.

Эпюра фильтрационного давления представлена на рисунке 6.11.

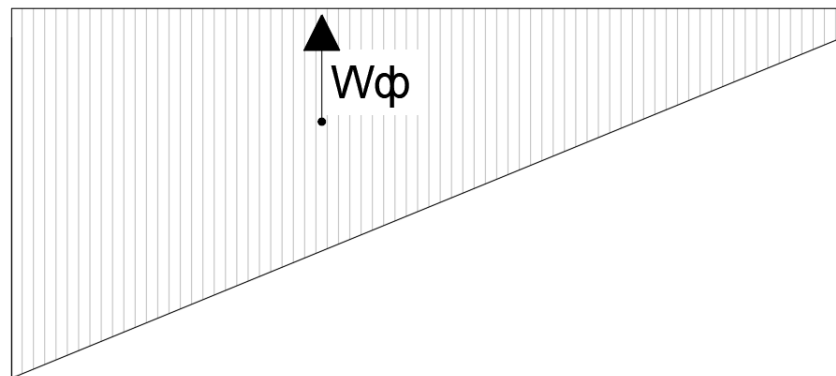


Рисунок 6.11 – Эпюра фильтрационного давления на подошву

6.5.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} - \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 2,57 \cdot \left(\frac{34,33}{3,14} - \frac{0,2351}{2} \right) = 139,17 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.90)$$

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

$\bar{\lambda}$ – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,57^2}{34,33} = 0,2351 \text{ м}. \quad (6.91)$$

Плечо силы относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{34,33}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,57 = 4,5 \text{ м.} \quad (6.92)$$

Плечо силы относительно отметки подошвы:

$$y_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} - y_c = 50 - 7,18 - 4,5 = 38,32 \text{ м.} \quad (6.93)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена на $1,1\%h_{1\%} = 2,83$ м над $\nabla_{\text{НПУ}}$, а другая ниже $\nabla_{\text{НПУ}}$ на $8h_{1\%} = 20,55$ м.

Высота треугольника определяется геометрически:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= (S_1 + S_2)\gamma_v = \left(\frac{1}{2} \cdot 1,1h_{1\%} \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 8h_{1\%} \cdot x \right) \gamma_v = \\ &= \left(\frac{1}{2} \cdot 2,83 \cdot x + \frac{1}{2} \cdot 20,55 \cdot x \right) 9,81 = 114,68 \cdot x, \end{aligned} \quad (6.94)$$

где x – высота эпюры волнового давления.

Эпюра волнового давления представлена на рисунке 6.12.



Рисунок 6.12 – Эпюра волнового давления

$$x = \frac{W_{\text{волн}}}{114,68} = \frac{139,17}{114,68} = 1,21 \text{ м.} \quad (6.95)$$

6.5.6 Давление грунта

Эпюра давления грунтов со стороны ВБ представлена на рисунке 6.13.

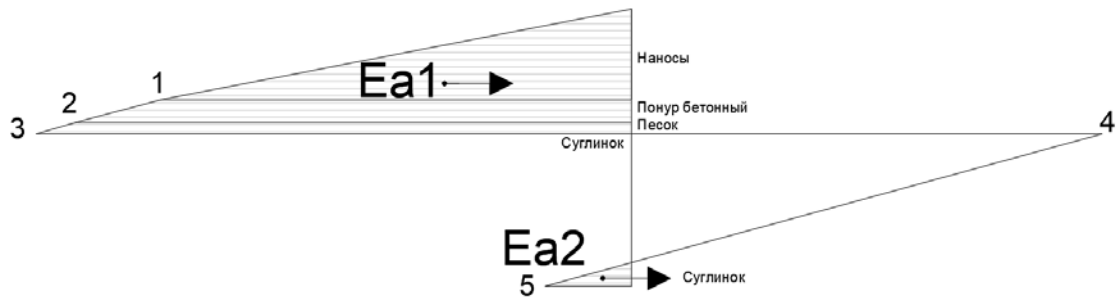


Рисунок 6.13 – Эпюра давления грунтов со стороны ВБ

Давление наносов на вертикальную грань в точке (1):

$$p_1 = \gamma_n h_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 11 \cdot 4 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{21}{2} \right) = 20,78 \text{ кПа}, \quad (6.96)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, (9-13) кН/м³;
 h_n – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна;
 φ_n – угол внутреннего трения наносов, (20-22⁰).

Давление от бетонного понура на грунт основания в точке (2):

$$p_2 = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_b \cdot h_b) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_p}{2} \right) = 11 \cdot 4 + 24 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{28}{2} \right) = 24,55 \text{ кПа}, \quad (6.97)$$

где γ_b – удельный вес бетона, 24 кН/м³;
 h_b – толщина понура, 2,03 м;
 φ_p – угол внутреннего трения для песка, равен 28⁰.

Давление слоя песка в точке (3):

$$p_3 = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_b \cdot h_b + \gamma_p \cdot h_p) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_p}{2} \right) = (11 \cdot 4 + 24 \cdot 1 + 15,5 \cdot 0,5) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{28}{2} \right) = 26,27 \text{ кПа}, \quad (6.98)$$

где γ_p – удельный вес бетона, 15,5 кН/м³;
 h_p – толщина слоя песка, 0,5 м.

Активное давление грунта основания в точках (4) и (5):

$$p_4 = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_b \cdot h_b + \gamma_p \cdot h_p) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_c}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_c}{2} \right) = (11 \cdot 4 + 24 \cdot 1 + 9,5 \cdot 0,5) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) - 2 \cdot 39 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{30}{2} \right) = -20,78 \text{ кПа}, \quad (6.99)$$

где φ_c – угол внутреннего трения для суглинка, равен 30° .

$$p_5 = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_6 \cdot h_6 + \gamma_{п} \cdot h_{п} + \gamma_c \cdot h_c) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_c}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_c}{2} \right) = (11 \cdot 4 + 24 \cdot 1 + 9,5 \cdot 0,5 + 11 \cdot 6,71) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) - 2 \cdot 39 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 3,82 \text{ кПа}, \quad (6.100)$$

где γ_c – удельный вес суглинка, 24 кН/м^3 ;

h_c – толщина слоя суглинка до подошвы, $5,68 \text{ м}$;

$\varphi_{п}$ – угол внутреннего трения для суглинка, равен 11° .

Равнодействующие давления определяются по формулам:

$$E_{\text{нанос}} = \frac{p_1 \cdot h_n}{2} = \frac{20,78 \cdot 4}{2} = 41,57 \text{ кН/м}, \quad (6.101)$$

$$E_{\text{пону́р}} = \frac{p_1 + p_2}{2} \cdot h_6 = \frac{20,78 + 24,55}{2} \cdot 1 = 22,67 \text{ кН/м}, \quad (6.102)$$

$$E_{\text{песок}} = \frac{p_2 + p_3}{2} \cdot h_{п} = \frac{24,55 + 26,27}{2} \cdot 0,5 = 12,70 \text{ кН/м}, \quad (6.103)$$

$$E_{\text{сугл1}} = \frac{p_4 \cdot h_{c'}}{2} = \frac{-20,78 \cdot 5,67}{2} = -56,92 \text{ кН/м}, \quad (6.104)$$

$$E_{\text{сугл2}} = \frac{p_5 \cdot h_{c''}}{2} = \frac{3,82 \cdot 1,04}{2} = 1,99 \text{ кН/м}. \quad (6.105)$$

Равнодействующие активного давления:

$$E_{a1} = E_{\text{нанос}} + E_{\text{песок}} + E_{\text{пону́р}} = 41,57 + 22,67 + 12,70 = 76,94 \text{ кН/м}. \quad (6.106)$$

Плечо силы относительно отметки подошвы – $8,93 \text{ м}$.

$$E_{a2} = E_{\text{сугл1}} = 56,92 \text{ кН/м}. \quad (6.107)$$

Плечо силы относительно отметки подошвы – $4,82 \text{ м}$.

$$E_{a3} = E_{\text{сугл2}} = 1,99 \text{ кН/м}. \quad (6.108)$$

Плечо силы относительно отметки подошвы – $0,35 \text{ м}$.

Пассивное давление грунта основания со стороны нижнего бьефа определяется под плитой водобоя.

Эпюра давления грунтов со стороны НБ представлена на рисунке 6.14.

Рисунок 6.14 – Эпюра давления грунтов со стороны НБ

$$\begin{aligned}
 p_6 &= (\gamma_6 \cdot h_{пл}) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_c}{2}\right) + 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}\left(45 - \frac{\varphi_c}{2}\right) = & (6.109) \\
 &= (24 \cdot 3,91) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{30}{2}\right) + 2 \cdot 39 \cdot \operatorname{tg}\left(45 - \frac{30}{2}\right) = \\
 &= 166,38 \text{ кПа},
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 p_7 &= (\gamma_6 \cdot h_{пл} + \gamma_c \cdot h_c) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_c}{2}\right) + 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}\left(45 - \frac{\varphi_c}{2}\right) = & (6.110) \\
 &= (24 \cdot 3,91 + 11 \cdot 4,3) \cdot \operatorname{tg}^2\left(45 - \frac{30}{2}\right) + 2 \cdot 39 \cdot \operatorname{tg}\left(45 - \frac{30}{2}\right) = \\
 &= 182,15 \text{ кПа},
 \end{aligned}$$

$$E_{п} = \frac{p_6 + p_7}{2} \cdot h_c = \frac{166,38 + 182,15}{2} \cdot 4,3 = 749,33 \text{ кН/м}. \quad (6.111)$$

Плечо силы относительно отметки подошвы – 1,99 м.

6.6 Расчет прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний. В результате расчета определяются напряжения на гранях плотины, сравниваемые с критериями прочности.

Сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающие – со знаком «+», изгибающие момент относительно середины расчетного сечения, действующий на тело плотины по часовой стрелке принимается со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «-».

В таблице 6.4 приведены действующие силы, их моменты и плечи.

Таблица 6.4 - Основные нагрузки на плотину.

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Tв	1	→	8993,57	14,27	128338,2
Tн	1	←	389,63	2,97	-1157,2
Gб	0,95	↓	10201,71	3,1	-31625,3
Gпл	0,95	↓	14519,69	0,87	-12632,1
Wвзв	1	↑	3827,82	0	0
Wф	1	↑	1281,68	14,648	18774,10
Qз	0,9	↓	414,61	9,35	-3876,6
Wволн	1	→	139,17	38,3196	5332,94
Ea1	1,2	→	92,33	8,93	824,51
Ea2	1,1	→	2,19	0,35	0,77
Eп	0,8	←	599,47	1,99	-1192,95
Wв	1	↓	3741,59	17,85	-66787,4
Wн	1	↓	9,22	21,68	-199,89
ΣN		$\Sigma \updownarrow$	23777,32		
ΣM		Σ			35799,06

Расчет краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по следующим формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6\sum M}{B^2} = -\frac{23777,32}{46,73} + \frac{6 \cdot 35799,06}{46,73^2} = -410,46 \text{ кПа}, \quad (6.112)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \\ &= -410,46 \cdot 0^2 - 10 \cdot 42,82 \cdot (1 - 0^2) = -428,20 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.113)$$

где γ_w – удельный вес воды;

$m_u = 0$ – заложение верховой грани в расчетном сечении;

H_d^u – заглубление расчетного сечения от ВНПУ.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^u &= (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 42,82 - 410,46) \cdot 0 = \\ &= 0 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.114)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 42,82 = -428,20 \text{ кПа} \quad (6.115)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = \\ &= -410,46 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 42,82 \cdot 0^2 = -410,46 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.116)$$

Для низовой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6\sum M}{B^2} = -\frac{23777,32}{46,73} - \frac{6 \cdot 35799,06}{46,73^2} = -607,19 \text{ кПа}. \quad (6.117)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_e^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -607,19 \cdot 0^2 - 10 \cdot 8,91 \cdot (1 - 0^2) = -89,13 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.118)$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 8,91 - 607,19) \cdot 0 = 0 \text{ кПа} \quad (6.119)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -607,19 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 8,91 \cdot 0^2 = -607,19 \text{ кПа.} \quad (6.120)$$

где $m_t = 0$ – заложение низовой грани в расчетном сечении;

H_d^t – заглубление расчетного сечения от ВУНБ.

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 8,91 = -89,13 \text{ кПа.} \quad (6.121)$$

Краевые напряжения на гранях плотины приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение
Верховая	σ_y^u	-410,46
	σ_x^u	-428,20
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-410,46
	σ_3^u	-428,20
Низовая	σ_y^t	-607,19
	σ_x^t	-89,13
	τ_{xy}^t	0
	σ_1^t	-89,13
	σ_3^t	-607,19

Нагрузки, действующие на плотину приведены в приложении Д, рисунок Д.1.

6.6.1 Критерии прочности плотины

Проверяется соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины.

$$\gamma_n \gamma_{lc} |\sigma_3| \leq R_b \gamma_{cd} = 1,2 \cdot 1 \cdot 607,19 \leq 11700 \cdot 1 = 729,65 \leq 11700, \quad (6.122)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;
 σ_3 – максимальное главное напряжение для низовой грани;
 $R_b = 11700$ Па – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В20;

$\gamma_c = 1$ – коэффициент условия работы для нескального основания.
 Условие выполняется.

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 = -410,46 \leq 0. \quad (6.123)$$

Условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$\begin{aligned} |\sigma_y^u| &\geq 0,25\gamma_w H_d^u = 410,46 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 42,82 = \\ &= 410,46 \geq 107,05 \end{aligned} \quad (6.124)$$

Условие выполняется

Все условия выполнены – сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6.2 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания. Плотины рассчитываются на сдвиг по всему первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.125)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (сумма сил, сопротивляющихся сдвигу).

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв} + W_B + W_H) \cdot \\ &\cdot \operatorname{tg} \varphi + E_n \cdot \gamma'_c + c \cdot B = \left(\begin{array}{l} 14519,7 + 10201,7 + 414,61 - \\ 1281,68 - 3827,82 + 3741,59 + 9,22 \end{array} \right) \cdot \end{aligned} \quad (6.126)$$

$$\cdot \operatorname{tg} 30 + 599,47 \cdot 0,7 + 39 \cdot 46,73 = 15969,94 \text{ кН},$$

где $\gamma'_c = 0,7$ – коэффициент условия работы по нагрузке;
 $\operatorname{tg} \varphi$ – физико-механические характеристики суглинка.

Величина сдвигающей силы:

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_{a1} + E_{a2} = \\ &= 8993,57 - 389,63 + 136,57 + 92,33 + 2,19 = \\ &= 8837,63 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.127)$$

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n = \frac{15969,94 \cdot 0,9}{8837,63 \cdot 1} \geq 1,2 = 1,63 \geq 1,2$$

Условие выполняется, плотина устойчива на плоский сдвиг по основанию.

Исходя из расчетов, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и устойчивости при основном сочетании нагрузок и воздействий.

6.7 Расчет длины здания ГЭС

Ширина агрегатного блока для ПЛ турбины:

$$B_A = (2,7 \div 3,2) D_1 = (15,12 \div 17,92) \rightarrow 16 \text{ м}. \quad (6.128)$$

Длина здания ГЭС:

$$L_{\text{ГЭС}} = n B_A + M = 3 \cdot 16 + 24 = 72 \text{ м}, \quad (6.129)$$

$$\text{где } M = 1,5 B_A = 1,5 \cdot 16 = 24 \text{ м} - \text{длина монтажной площадки}. \quad (6.130)$$

6.8 Проектирование глубинных водосбросов

Глубинный водосброс проектируется в соответствии с требованием п. 4.6 СП 58.13330.2019 «при проектировании гидротехнических сооружений ГЭС следует предусматривать мероприятия для безопасного сброса воды в нижний бьеф через водосбросные сооружения в зимний период в случаях невозможности пропуска воды через гидроагрегаты (авария, ограничение выработки при отсутствии потребления и др.)». Глубинный водосброс также используется в эксплуатационный период для пропуска паводков и половодий. Расчетный расход через глубинный водосброс составляет $283,51 \text{ м}^3/\text{с}$

Площадь выходного отверстия:

$$W_{\text{во}} = \frac{Q_c}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{283,51}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 29,60}} = 14,71 \text{ м}^2. \quad (6.131)$$

где $Q_c = 283,51 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход, сбрасываемый через отверстие;

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

μ – коэффициент расхода.

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ЦВО} = 50 - 20,4 \text{ м} = 29,60 \text{ м}. \quad (6.132)$$

Отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla \text{ЦВО} = \nabla \text{Глуб. отв.} + \frac{h}{2} = 19,40 + \frac{2}{2} = 20,40 \text{ м}. \quad (6.133)$$

Количество отверстий принимается равным трем. Тогда площадь водопропускного отверстия:

$$w_1 = \frac{w_{\text{во}}}{3} = \frac{14,71}{3} = 4,90 \text{ м}^2. \quad (6.134)$$

Так как высота отверстия 2 м, тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{w_1}{h} = \frac{4,90}{2} = 2,45 \text{ м}. \quad (6.135)$$

Ширина отверстия округляется до 2,5 м.

Площадь поперечного сечения:

$$w_{\text{во}} = b \cdot h = 2,5 \cdot 2 = 5 \text{ м}^2. \quad (6.136)$$

Глубинный водосброс представляет собой отдельное сооружение, состоящее из 1-ой секций шириной 19,5 м. В секции глубинного водосброса располагается 3 водосбросных отверстия размерами 2х2,5 м. Глубинный водосброс оборудуется аварийно-ремонтным и ремонтными затворами с ВБ и рабочим затвором с нижнего бьефа.

6.9 Проектирование грунтовой плотины

Тело плотины выполняется из гравийно-песчаного грунта. Высота грунтовой плотины составляет:

$$h_{\text{ГП}} = \nabla \text{ГП} - \nabla \text{Дно} = 54,80 - 15,39 = 39,41 \text{ м}. \quad (6.137)$$

Ширина гребня плотины:

$$b_{\text{ГП}} = 7,80 \text{ м}.$$

Крутизна верхового и низового откосов принимается 1:3. Бермы принимаются шириной 6 м. В верхнем бьефе берма располагается ниже ∇ УМО на две высоты волны 1% обеспеченности. В нижнем бьефе берма должна обеспечивать отвод воды и обеспечивать место для размещения оборудования.

В теле плотины устраивается ядро из суглинка. Ширина ядра по гребню составляет 25% от ширины гребня.

$$b_1 = 0,2 \cdot b_{\text{ГП}} = 0,25 \cdot 7,80 = 1,95 \text{ м.} \quad (6.138)$$

Ширина ядра по подошве плотины назначается такой, чтобы градиенты напора фильтрационного потока удовлетворяли критерию фильтрационной прочности. Принята ширина ядра по подошве грунтовой плотины 40% от высоты плотины.

$$b_2 = 0,40 \cdot h_{\text{ГП}} = 0,40 \cdot 39,41 = 15,76 \text{ м.} \quad (6.139)$$

Между гравийно-песчаным телом грунтовой плотины и ядром из суглинка устраиваются переходные зоны с обеих сторон толщиной 1,5 м.

6.10 Расчет высоты перемычек 1-й очереди

Сужение русла составляет не более 30% для не скального основания. В суженном русле определяется повышение уровней с целью определения отметки продольной и поперечной перемычек. Повышение уровня определяется по формуле (6.140):

$$z = \frac{1}{\varphi^2} \cdot \frac{V_c^2}{2g} - \frac{V_0^2}{2g}, \quad (6.140)$$

где $\varphi = 0,75$ - коэффициент скорости, для прямоугольной перемычки равен 0,75;

$$V_c = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_c} - \text{скорость в суженном русле;} \quad (6.141)$$

ω_c - площадь поперечного сечения суженного русла.

$$V_0 = \frac{Q_{\text{стр}}}{\omega_0} - \text{бытовая скорость реки.} \quad (6.142)$$

ω_0 - площадь поперечного сечения русла реки до стеснения при $Q_{\text{стр}}$.

Расчетная вероятность превышения расчетных максимальных расходов воды равна 10%, следовательно $Q_{\text{стр}} = 2104 \text{ м}^3/\text{с}$. Ширина русла на отметке 24,57 м 336,08 м, при стеснении 30% - 235,26 м.

$$V_0 = \frac{2104}{2424,61} = 0,87 \text{ м/с,}$$

$$V_c = \frac{2104}{1783,31} = 1,18 \text{ м/с.}$$

$$z = \frac{1}{0,75^2} \cdot \frac{1,18^2}{2 \cdot 9,81} - \frac{0,87^2}{2 \cdot 9,81} = 0,0876 \text{ м.}$$

Высота верховой перемычки первой очереди:

$$H_{\text{вп}} = h_{\text{нб}} + z + a = 9,18 + 0,0876 + 1 = 10,2676 \text{ м,} \quad (6.143)$$

где $h_{\text{нб}} = 9,18$ м – глубина воды, соответствующая $Q_{\text{стр}}$;

$a = 1$ м – конструктивный запас.

7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды

7.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Ярнемского гидроузла выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства необходимо предусмотреть такие мероприятия как:

- подготовка ложа водохранилища: консервация кладбищ, вырубка лесов и т.д.;
- мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства гидроузла;
- выполнение в полном объеме комплекса природных, защитных и компенсационных мероприятий.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;

- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;

- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

- изменение процессов переноса и седиментации наносов;

- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Ярнемского гидроузла;

- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;

- очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности;

- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;

- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;

- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

7.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ;
- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;
- требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения;
- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте;
- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;
- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом;
- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки;
- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию;
- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля;
- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

Организационные:

- разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

- получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- организация и проведение производственного экологического контроля.

Санитарно-технические:

- раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{650000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 29250 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где $N = 120000 \text{ м}^3$ – объем бетонных работ,
 $q = 1,8\%$ – удельный норматив образования,
 $\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ – плотность бетона.

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные:

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0%.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{90 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,8 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где $N = 90 \text{ т}$ – количество арматуры,

$q = 1,0\%$ – удельный норматив образования,

$\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$ – удельный вес арматуры.

Таким образом в результате строительства будет образовано 29250 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,8 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Ярнемского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- регулирование водным режимом водотока;
- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

– при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что вблизи от ГЭС находится населенный пункт – д. Ярнема, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Онега от сбросов Ярнемской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения деревни Ярнема, в пределах промплощадок объектов Ярнемской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

– в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

– выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

7.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно технические и технологические мероприятия:

– укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;

– использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;

– использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;

– обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;

– запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;

– использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и тракторов, кроме на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.6 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 ФЗ от 03.06.2006 154 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 21.11.2007 года № 800 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 навоз содержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горюче-смазочных 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 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;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

7.7 Водоохранные мероприятия по электростанции

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определенного объема воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки, отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформатора, подшипники), и

сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

1. Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в случае аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
2. Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
3. Сточные производственные воды сбрасывать в водоем незагрязненными;
4. Хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоем очищать и хлорировать;
5. Твердые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

8 Пожарная безопасность. Охрана труда

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима и самоконтроля гидроэлектростанция должна быть оснащена контрольно-измерительной аппаратурой. Также должно быть введено специальное подразделение, которое будет контролировать данные измерения с контрольно-измерительной аппаратуры, проводить визуальный осмотр и оценку безопасности ГЭС на основе анализа контролируемых величин.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГЭС регулируется в соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. От 08.12.2020) “О безопасности гидротехнических сооружений”.

Обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;

- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственником ГТС разрабатывается декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их устранению.

8.2 Пожарная безопасность

ГЭС должна быть оборудована системой пожарной безопасности, которая направлена на предотвращение опасного воздействия пожара на людей. Все работники станции обязаны знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории. При возникновении пожара необходимо немедленно сообщить вышестоящему руководству или оперативному персоналу о месте пожара, принять меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара, предназначенными средствами пожаротушения соблюдая меры безопасности.

На территории ГЭС не допускается пользоваться открытым огнем, разведение костров, сжигание мусора и отходов.

Курение на территории и в помещениях запрещено, за исключением специально отведенных мест, определенных приказом по предприятию, имеющих знак «Место курения» и оборудованных урнами.

Территория, прилегающая к административным и производственным зданиям и сооружениям, должна своевременно очищаться от горючих отходов, мусора, тары, опавших листьев и пр. Горючие отходы и мусор должны ежедневно собираться в контейнеры и по мере их наполнения вывозиться.

Подъезды к пожарным гидрантам и пунктам забора воды пожарными автомобилями, подступы к первичным средствам пожаротушения, наружным пожарным лестницам, а также пути доступа на объекты защиты (на этажи, кровлю (покрытие и т.д.) должны быть всегда свободными, содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время очищаться от снега и льда.

На период закрытия проездов и участков дорог на ремонт или по другим причинам, в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки.

В зданиях, помещениях и сооружениях запрещается использовать чердаки, технические этажи, вентиляционные камеры и другие технические помещения для организации производственных участков, мастерских, хранения продукции, оборудования, мебели и других предметов, проводить уборку

помещений и стирку одежды с применением бензина, керосина и других легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ) и горючих.

В местах пересечения противопожарных стен, перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными и технологическими коммуникациями, образовавшиеся отверстия и зазоры должны быть заделаны строительным раствором или другими негорючими материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымогазонепроницаемость.

Наружные пожарные лестницы, наружные открытые лестницы, предназначенные для эвакуации людей из зданий и сооружений при пожаре, а также ограждения на крышах (покрытиях) зданий и сооружений должны содержаться в исправном состоянии, и обеспечена их очистка от снега и наледи в зимнее время.

Нарушения огнезащитных покрытий (штукатурки, специальных красок, лаков, обмазок и т.п., включая потерю и ухудшение огнезащитных свойств) строительных конструкций, горючих отделочных и теплоизоляционных материалов должны немедленно устраняться.

Не разрешается проводить работы на оборудовании с неисправностями, которые могут привести к пожару.

Противопожарные системы и установки (средства пожарной автоматики, системы противопожарного водоснабжения, противопожарные двери, другие защитные устройства в противопожарных стенах и перекрытиях и т.п.) помещений, зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном рабочем состоянии.

При расстановке в помещениях технологического, и другого оборудования необходимо обеспечить ширину путей эвакуации и эвакуационных выходов, установленную требованиями пожарной безопасности.

8.3 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии

К опасным производственным факторам относятся:

- наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
- наличие больших объемов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- наличия оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF₆
- повышенный шум и вибрация;
- низкие температуры воздуха в зимний период.

Работникам ГЭС выдаются в полном объеме средства защиты и спецодежда. Работники станции в обязательном порядке должны использовать ее в рабочей деятельности.

При работе установок с элегазом используется сигнализация, указывающая на утечку газа.

При ремонтных работах устанавливаются защитные ограждения, а также вывешиваются соответствующие плакаты.

Все движущиеся части и оборудование, имеющие открытые токоведущие части, ограждаются стационарными ограждениями.

8.4 Охрана труда

Основной задачей правил охраны труда на ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, предупреждение возможности их возникновения. Проверка знаний правил, норм по охране труда, правил пожарной безопасности и других нормативных документов.

Контроль над выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями ГЭС и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей.

Могут предусматриваться дополнительные меры безопасности труда. Эти меры безопасности должны быть внесены в соответствующие инструкции по охране труда, доведены до работников в виде распоряжений, указаний, инструктажа в соответствии с действующими на ГЭС правилами работы с персоналом.

В случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. В мероприятиях должны учитываться конкретные специфические особенности ГЭС. При необходимости (в случае реализуемой возможности) ими должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения.

Экспликация планы эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликация при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания.

Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

Устанавливаемое оборудование ГЭС и его комплектующие должны иметь сертификат соответствия требованиям безопасности.

Работа с персоналом должна проводиться согласно Правилам работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации.

Должны быть обеспечены контроль и систематические проверки:

- соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности;
- знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;
- знаний работниками средств индивидуальной защиты, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;
- соблюдения работниками норм охраны и безопасности труда;
- правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

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

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

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд.

Наличие у работника определенной группы по электробезопасности является необходимым условием, позволяющим ему получать доступ к самостоятельному обслуживанию действующих электроустановок. Это требование относится также и ко всем лицам не электротехнического персонала, работающим в электроустановках и не попадающего под определение “электротехнический” или “электротехнологический”.

Электротехнический персонал предприятия или организации подразделяется на следующие категории: административно-технический, ремонтный, оперативный, оперативно-ремонтный, электротехнологический персонал производственных подразделений.

Представителям электротехнического персонала каждой их перечисленных категорий после прохождения медицинского освидетельствования, курса специального обучения и сдачи экзаменов по

проверке знаний, присваивается группа по электробезопасности. Номер присваиваемой группы зависит от стажа работы по специальности, полученного образования, теоретических знаний и практических навыков.

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

При несчастном случае на соответствующем рабочем месте должны быть сохранены обстановка и состояние оборудования такими, какими они были в момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью персонала и не приведет к повреждению оборудования ГЭС.

Каждому пострадавшему при несчастном случае на месте происшествия силами ближайших к этому месту работников ГЭС должна быть оказана первая помощь.

В каждой рабочей зоне должны быть в наличии средства, необходимые для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае.

Каждый несчастный случай должен расследоваться и учитываться в соответствии с положениями о расследовании и учете несчастных случаев.

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

Не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих.

Для движения транспортных средств на территории организации должны быть разработаны и установлены на видных местах схемы движения.

Проходы, проезды, переходы, а также лестницы и площадки следует содержать в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе - регулярно очищать от снега, льда и мусора, посыпать песком или шлаком.

Шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены.

9 Технико-экономические показатели

9.1 Объемы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупненно показываются в календарном графике.

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации приведена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2028	2029	2030	2031	2032
Установленная мощность	МВт	146	146	146	146	146
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	584,16	584,16	584,16	584,16	584,16
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	2,92	2,92	2,92	2,92	2,92
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	581,24	581,24	581,24	581,24	581,24
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1,40	1,42	1,43	1,44	1,46
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	67,96	68,63	69,26	69,89	70,52
НДС к выручке	млн.руб	10,37	10,47	10,57	10,66	10,76

При постоянном значении установленной мощности объем выручки от реализации электроэнергии увеличивается за счет роста тарифов на электроэнергию.

9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2-42 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 ДЗОПАО «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 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 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда (ФОТ)	255,20	37,27
Прочие	274,00	40,01
Итого по ГЭС	529,20	77,28

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
От 1 до 5	0,060%
От 6 до 15	0,090%
От 16 до 25	0,140%
Свыше 25	0,200%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС» (Системный оператор ЕЭС)	135380 руб/Мвт	19,77
НП АТС (Администратор торговой системы)	1,097 руб/Мвт·ч	1,39
ЦФР (Центр финансовых расчетов)	0,318 руб/Мвт·ч	401,14
Итого	-	21,56

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Онега составляет 9 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Амортизационные отчисления, млн.руб.	112,39	117,56	122,73	122,73	122,73
Расходы на страхование, млн.руб.	30,11	30,75	30,82	29,65	28,47
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	77,28	77,28	77,28	77,28	77,28
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,82	2,88	2,89	2,78	2,67
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	21,56	21,56	21,56	21,56	21,56
Налог на воду, млн.руб.	11,35	11,35	11,35	11,35	11,35
Итого, млн.руб.	255,52	261,39	266,64	265,35	264,06

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены на рисунке 9.1. в виде диаграммы.

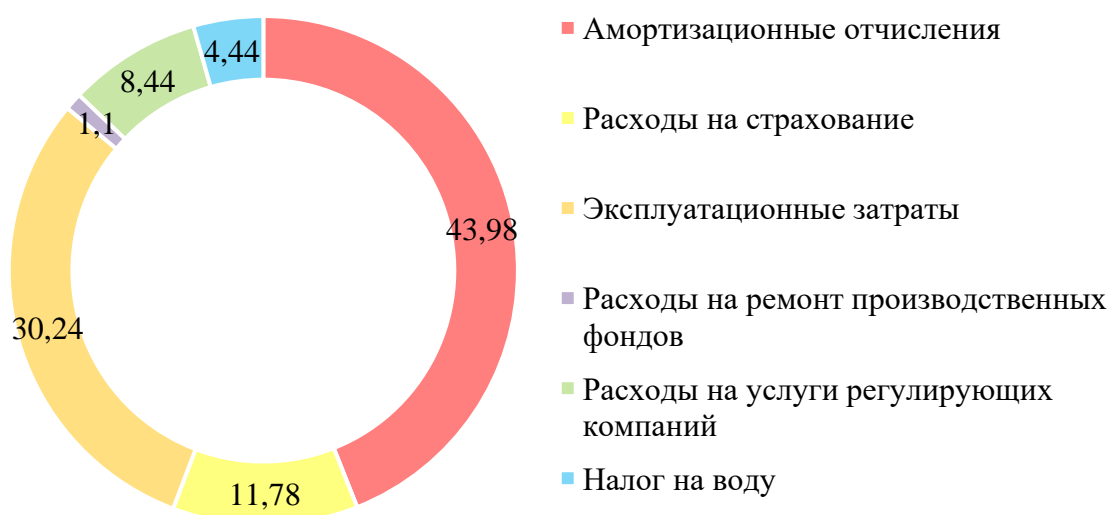


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольшими по величине являются амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Это связано с тем, что благодаря накоплению амортизационного фонда в дальнейшем будет производиться обновление и модернизация устаревшего оборудования.

9.1.3 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 во внебюджетные фонды – 34%;
- налог на имущество – 2,2%
- налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 9 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	248,41	251,31	252,11	255,71	259,11
НДС, млн.руб.	303,70	306,94	309,81	312,66	315,51
Взносы вовнебюджетные фонды, млн.руб.	22,16	22,16	22,16	22,16	22,16
Налог на имущество, млн.руб.	65,38	62,76	67,07	63,32	60,62
Итого, млн.руб.	639,64	643,17	651,15	653,84	657,39

Структура налогов представлена на рисунке 9.1. в виде диаграммы.

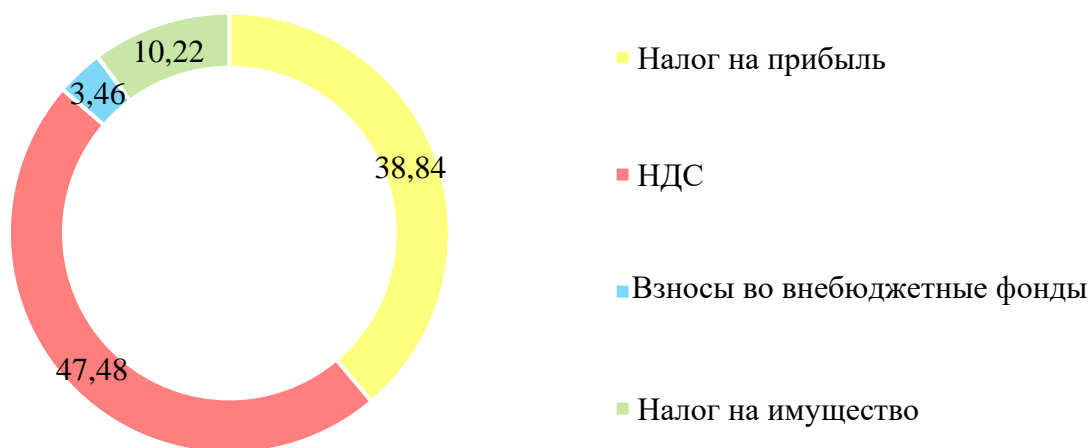


Рисунок 9.2 – Структура налогов, %

Рост налоговых расходов обусловлен ростом налога на прибыль и НДС в связи с ростом дохода проекта. Эти налоги имеют наибольшую процентную ставку и составляют большую часть налоговых расходов.

9.2 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 ее себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Выручка (нетто), млн.руб.	1520,64	1535,98	1550,22	1564,47	1578,74
Текущие расходы, млн.руб.	255,52	261,39	266,64	265,35	264,06
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1265,12	1274,59	1283,58	1299,12	1314,68
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1265,12	1274,59	1283,58	1299,13	1314,68
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	253,02	254,92	256,72	259,83	262,94
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1 012,10	1019,67	1026,87	1039,30	1051,75

Чистая прибыль растет. Это обусловлено ростом цен на электроэнергию и мощность.

9.2.1 Анализ денежных потоков

График Cash-Flow с укрепленными этапами строительства представлен на рисунке 9.3.

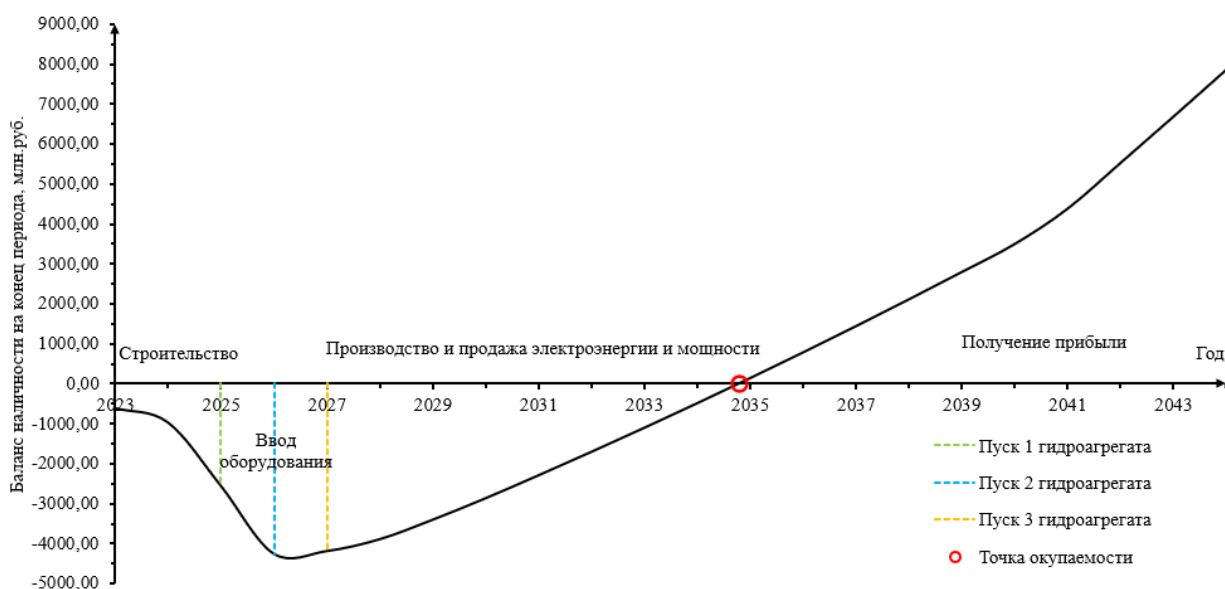


Рисунок 9.3 – Cash-Flow с укрепленными этапами строительства

Проект окупится к 2035 году. Период окупаемости составляет примерно 12 лет.

9.3 Оценка инвестиционного проекта

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

9.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся: чистый, дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д.

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

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

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

– Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

– период прогнозирования для Ярнемской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;

– используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2023 года;

– предполагается, что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта является расчет показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования – %	15,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	153,00
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	75,12
Индекс прибыльности – PI	1,02
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,29
Удельные капиталовложения, руб/кВт	92000

Срок окупаемости составляет 153 месяца. Проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта 360 месяцев, также индекс прибыльности больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

9.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета, Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2029	2030	2031	2032	2033
В федеральный бюджет, млн.руб.	563,46	569,61	573,27	579,72	585,97
В региональный бюджет, млн.руб.	65,38	62,76	67,07	63,32	60,62
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	650,99	654,53	662,50	665,20	668,74

Большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет.

9.4 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 индекса рентабельности (PI) от: ставки дисконтирования, ставки налогов, объема инвестиций, объема сбыта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Зависимости измерения индекса прибыльности от разных параметров представлены на рисунках 9.4, 9.5, 9.6, 9.7.

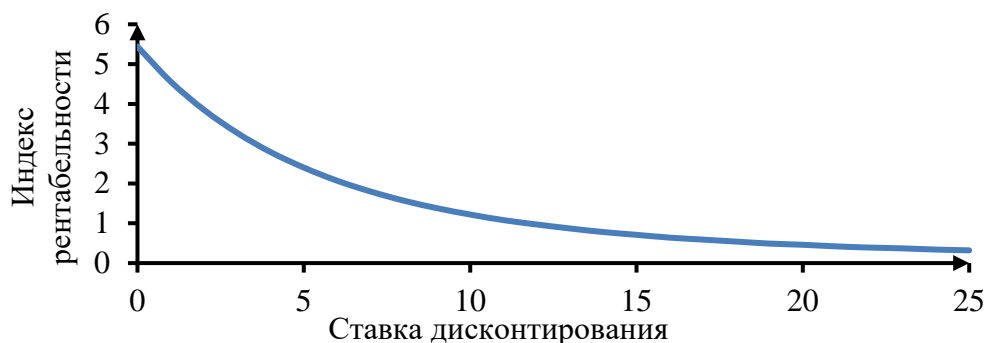


Рисунок 9.4 – Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования ведет к уменьшению индекс рентабельности.

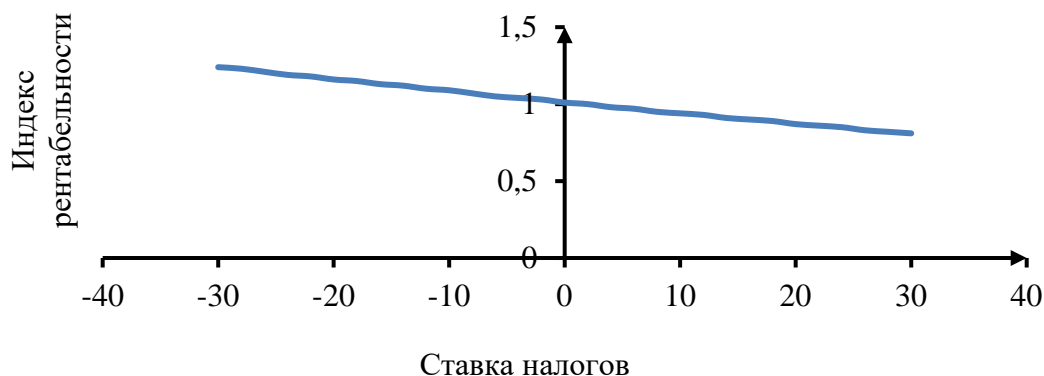


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению индекса рентабельности.

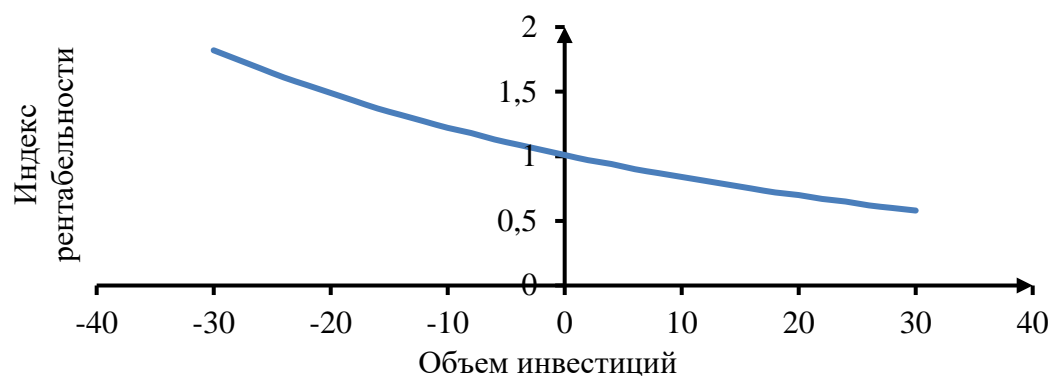


Рисунок 9.6 – Изменение PI в зависимости от объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению индекса рентабельности.

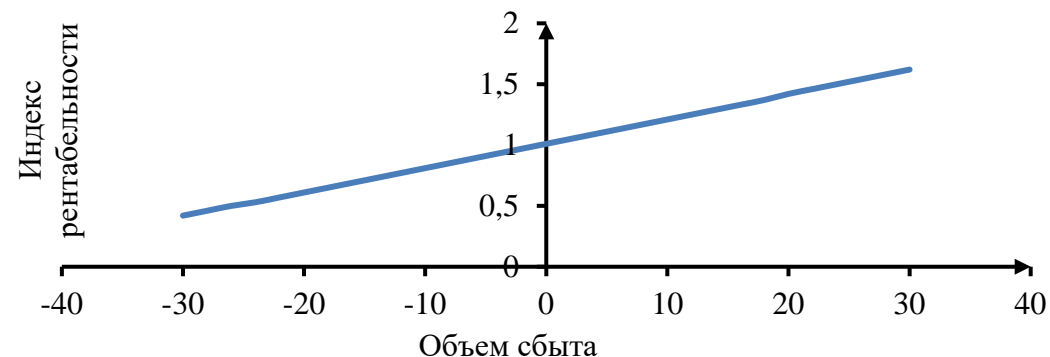


Рисунок 9.7 – Изменение PI в зависимости от объема сбыта

Увеличение объема сбыта приводит к увеличению индекса рентабельности.

10 Система вибрационного контроля гидроагрегатов.

10.1 Общие сведения о вибрационном контроле

10.1.1 Назначение

Надежность эксплуатации гидроагрегатов определяется множеством факторов. Характер и величина вибрации агрегатов в целом и отдельных его узлов является одним из таких факторов.

Регулярное наблюдение за вибрационным состоянием агрегата позволяет персоналу станции вовремя обнаружить неполадки. Помимо этого, замер вибрации до и после ремонта позволяет определить качество проведенных ремонтных работ.

В случае появления повышенной вибрации какого-либо узла агрегата должно быть проведено исследование вибрации для определения причины вибрации, разработки способа и сроков устранения повышенной вибрации.

При вибрационном контроле исследуются сигнал или спектр вибрации в единицу времени того или иного оборудования. Частотный анализ – это разложение механических колебаний в индивидуальные частотные. Частотный анализ позволяет выявить отдельные источники механических колебаний.

Осциллограмма и частотная спектрограмма представлены на рисунке 10.1.

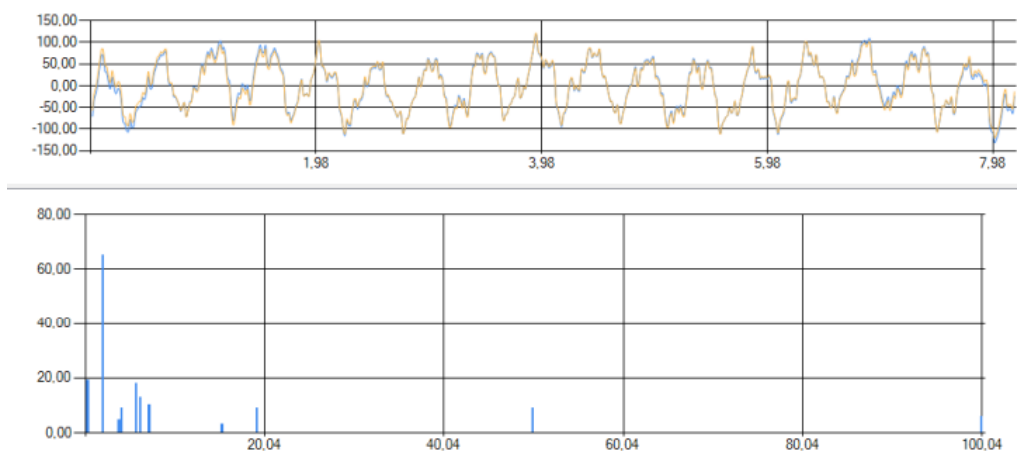


Рисунок 10.1 – Осциллограмма и частотная спектрограмма

10.1.2 Методы измерения

При измерении вибраций применяются: вибросмещение, виброскорость и виброускорение.

Амплитуды этих трех величин с синусоидальной формой имеют математически точно определенную взаимную связь. Это значит, что при измерении вибрации достаточно определить лишь один из этих параметров.

Мгновенное значение ускорения:

$$a = A_0 \cdot \sin(\omega t). \quad (10.1)$$

Мгновенное значение скорости определяется путем однократного интегрирования ускорения:

$$V = \int A_0 \cdot \sin(\omega t) dt = -\frac{A_0}{\omega} \cdot \cos(\omega t). \quad (10.2)$$

Мгновенное значение смещения определяется путем двукратного интегрирования ускорения или однократного интегрирования скорости:

$$d = \iint A_0 \cdot \sin(\omega t) dt = \int V dt = -\frac{A_0}{\omega^2} \cdot \sin(\omega t). \quad (10.3)$$

Виброперемещение является основной контролируемой величиной вибрации. Основным контролируемым параметром вибрации является средний размах, а также размах спектральных компонент. Как дополнительный параметр используется среднее квадратическое значение виброперемещения.

Виброизмерительная аппаратура выбирается в соответствии с ожидаемым спектром частот. Для покрытия всего исследуемого частотного диапазона также могут использоваться комбинации измерительных средств.

10.1.3 Силы, вызывающие вибрацию в гидроагрегатах

Режимы работы агрегата можно разделить на установившееся и неустановившееся.

Работа гидротурбины при постоянном напоре, скорости вращения, открытии направляющего аппарата и установке лопастей рабочего колеса относится к установившемуся режиму работы.

При изменении величины напора, скорости вращения, открытии направляющего аппарата и установке лопастей рабочего колеса во времени режим называют неустановившимся.

Возмущающие силы для каждого режима разделяют на механические, гидравлические и электрические.

В результате действия центробежной силы от неуравновешенности вращающихся масс агрегата, сил упругости вала, возникающих при нарушении центровки агрегата или искривлении общей линии вала, сил трения, сил, появляющихся при пуске, остановке агрегата, сбросах нагрузки с генератора и ее набросах возникают механические возмущающие силы.

В результате наличия вихревых шнуров, неравномерного распределения скоростей потока, колебания давления, гидравлического небаланса, кавитационных режимов работы, нарушения комбинаторной зависимости при регулировании возникают гидравлические возмущающие силы.

В результате действия сил, обусловленных неравномерностью воздушного зазора между ротором и статором, витковых замыканий в катушках полюсов, режимов синхронизации возникают электрические возмущающие силы.

Силы, вызывающие вибрации гидроагрегата представлены на рисунке 10.2.



Рисунок 10.2 – Силы, вызывающие вибрацию гидроагрегата

10.1.4 Требования, предъявляемые к системе вибрационного контроля

Гидроагрегаты мощностью менее 100 МВт и (или) диаметром рабочего колеса турбины менее 600 см оснащаются отдельными каналами измерения вибрации с учетом потребностей эксплуатации, реализуемыми в составе системы автоматического управления гидроагрегатом.

Гидроагрегаты мощностью 100 МВт – 180 МВт и (или) с диаметром рабочего колеса турбины 600 см и более оснащаются стационарными системами вибрационного мониторинга и контроля.

Гидроагрегаты мощностью 180 МВт и более оснащаются стационарными системами вибрационного мониторинга, контроля, и вибродиагностики.

Согласно требованиям СТО РусГидро 02.01.059-2011 контроль вибрации стационарными средствами измерения должен осуществляться на следующих элементах и узлах гидроагрегата:

- крышка турбины;
- основание (корпус) опорного подшипника (подпятника) или грузонесущая крестовина;
- корпус направляющего подшипника гидрогенератора (верхней и нижней крестовин при размещении в них подшипников);

- корпус турбинного подшипника;
- статор гидрогенератора;
- турбинный и генераторный вал у корпусов направляющих подшипников;
- диск подпятника на жесткой опоре;
- упругая камера подпятника на гидравлической опоре.

Для оценки вибрационного состояния ГА должны использоваться значения вибрации, полученные в установившихся режимах работы гидроагрегата. Оценка проводится отдельно для каждого установившегося рабочего режима.

Исключаются такие режимы работы ГА как: пуск, включение в сеть, изменение нагрузки, короткое замыкание генератора, останов, перевод из генераторного в режим синхронного компенсатора и обратно, разгонный режим, сброс нагрузки.

Контроль вибрационного состояния осуществляется: оперативным персоналом, персоналом (специалистом), назначенным техническим руководителем филиала для проведения мониторинга и контроля вибрационного состояния, автоматически, с использованием систем автоматизированного мониторинга.

По действию предупредительной и аварийной сигнализации, а также при обнаружении отклонений вибрационных параметров от предыдущих значений оперативным персоналом осуществляется контроль вибрационного состояния гидроагрегата.

Мониторинг и контроль вибрации осуществляется специалистом путем периодических наблюдений текущих показаний вибрации, анализа данных трендов, анализа сигналов вибрации, а также данных о срабатывании сигнализации, защит и учета результатов ранее произведенного анализа.

После приемки гидроагрегата в эксплуатацию, перед выводом гидроагрегата в ремонт, приемке после ремонта и при техническом освидетельствовании, а также в межремонтный период производится контроль вибрационного состояния. При пуске гидроагрегата после монтажа рекомендуется производить контроль вибрационного состояния одновременно с проведением комплексных приемочных испытаний. Периодичность контроля в межремонтный период производится в зависимости от оценки вибрационного состояния и скорости его изменения.

10.1.5 Датчики вибрации

Датчик вибрации (вибромметр) – прибор, позволяющий определить параметры вибрационных явлений.

Качество измерительного комплекса в целом значительно зависит от качества применяемых датчиков. Высокие метрологические характеристики и качество применяемых датчиков – основная часть системы вибрационного состояния гидроагрегата.

Наиболее широко используются пьезоэлектрические, вихретоковые и емкостные датчики.

Датчики могут быть корпусными (измеряющими абсолютную вибрацию) и бесконтактными (измеряющими относительную вибрацию).

Абсолютная вибрация – вибрация в неподвижной точке пространства.

Относительная вибрация – вибрация между двумя движущимися частям.

Измерение абсолютной вибрации происходит с помощью пьезоэлектрических, пьезорезисторных датчиков, а относительной вибрации с помощью вихретоковых и емкостных датчиков.

Принцип действия пьезоэлектрических датчиков:

В основе работы лежит пьезоэффект – явление возникновения разности потенциалов на пьезокристалле при его механической деформации. Внутри корпуса вибromетра содержится инертное тело, подвешенное на упругих элементах, содержащих пьезоэлектрический материал. Упругие элементы регистрируют колебания инертного тела, которое будет стремиться сохранить свое первоначальное положение. Воздействие на чувствительный элемент выполняется за счет его сжатия, изгиба и сдвига. Примеры конструкции пьезоэлектрических датчиков приведены на рисунке 10.3.

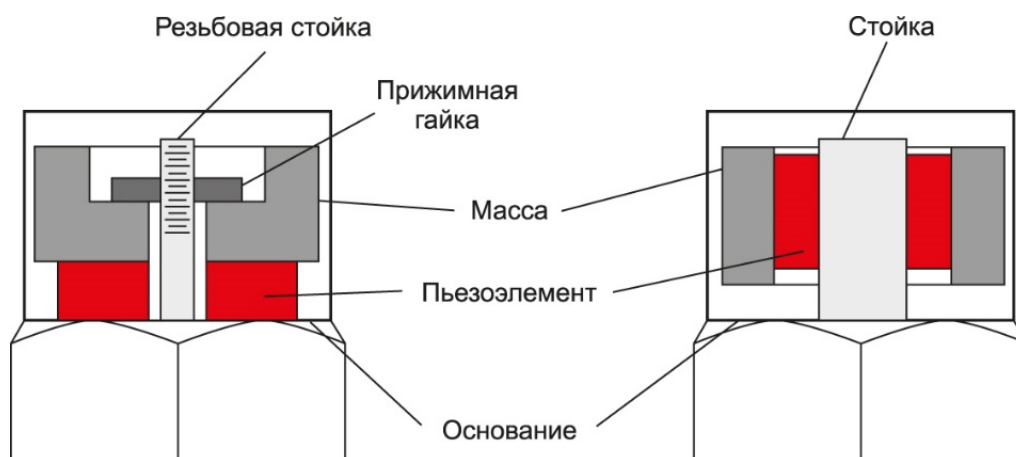


Рисунок 10.3 – Пьезоэлектрические акселерометры разных типов (компрессионный и сдвиговой)

Принцип действия вихретоковых датчиков:

Система состоит из датчика, соединительного кабеля и осциллятора-демодулятора (драйвера датчика).

Осциллятор, расположенный в драйвере, генерирует высокочастотный сигнал. Датчик создает высокочастотное магнитное поле, и в материале наблюдаемого объекта возникают вихревые токи. Вихревые токи в объекте изменяют магнитное поле датчика, в результате вызывая изменение импеданса датчика пропорционально зазору между датчиком и объектом. Зная импеданс датчика, можно определить зазор. Выходной сигнал с осциллятора детектируется, а затем линейризуется с целью получения на выходе напряжения, пропорционального зазору. Схема датчика представлена на рисунке 10.4.

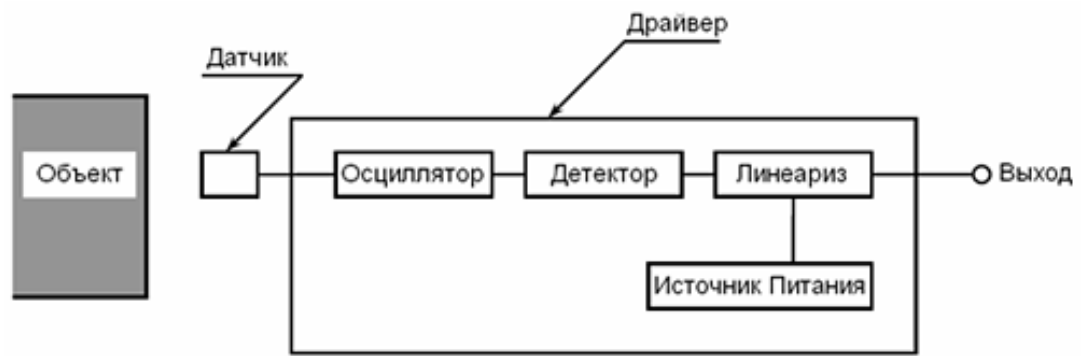


Рисунок 10.4 – Вихретоковый датчик

Принцип действия емкостных датчиков:

Электрическое поле генерируется в зазоре между торцом датчика и поверхностью. Изменение зазора приводит изменению емкости конденсатора. Линеаризатор преобразует изменение емкости в нормированный выходной сигнал. Схема емкостного датчика изображена на рисунке 10.5.

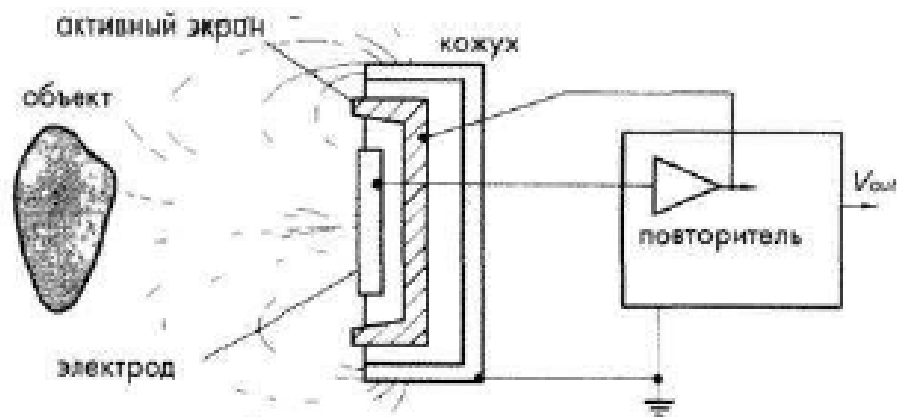


Рисунок 10.5 – Емкостной датчик

10.1.6 Определение вибрационного состояния гидроагрегата

По среднему размаху и по размаху спектральных составляющих производится оценка вибрации. Из всех оценок принимается наихудшая.

Для оценки вибрационного состояния применяются зоны оценки вибрации опорных узлов гидроагрегатов. Зоны оценки вибрации приведены на рисунке 10.6.

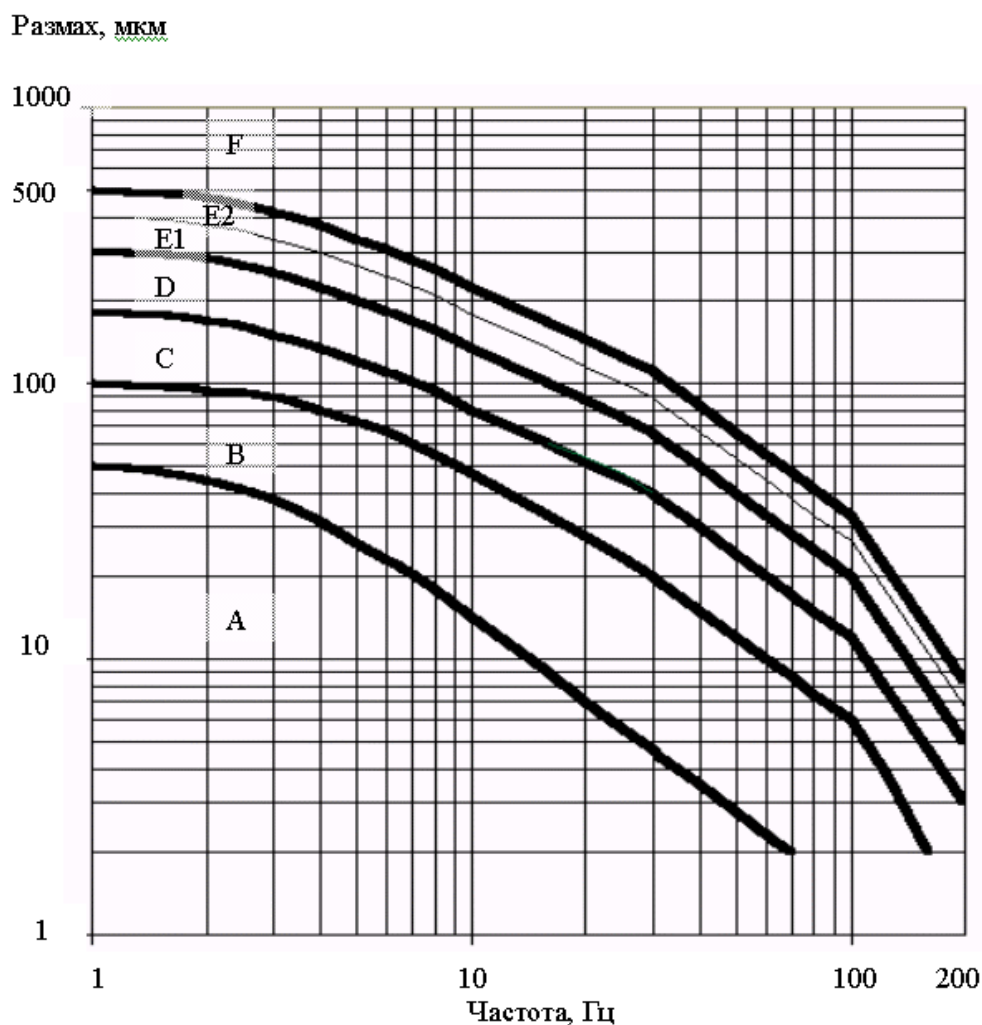


Рисунок 10.6 – Распределение зон вибрации опорных узлов

Зоны «А», «В», «С» соответствуют отличному, хорошему и удовлетворительному вибрационному состоянию соответственно. Состояние «Работоспособное», эксплуатация без ограничений.

Зона «D» соответствует неудовлетворительному вибрационному состоянию. Состояние «Частично неработоспособное», автоматический вывод из нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ) и автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ), планирование ремонта.

Зона «E» соответствует плохому вибрационному состоянию. Состояние «Неработоспособное», автоматический вывод из НПРЧ и АВРЧМ, планирование ремонта в ближайшее время.

Зона «F» соответствует недопустимому вибрационному состоянию. Состояние «Предельное», автоматический вывод из НПРЧ и АВРЧМ, отключение от сети и остановка. Ввод в работу ГА без выяснения причины увеличения уровня вибрации запрещен.

Уставки определения зон оценки вибрации представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Уставки определения зоны оценки вибрации, на основании сигналов абсолютного виброперемещения опорных узлов ГА

№ п/п	Название сигнала	Параметр	Срабатывание, мкм	Отпускание, мкм	Задержка срабатывания, сек	Действие
DV1. Радиальная вибрация генераторного подшипника (левый берег) DV2. Радиальная вибрация генераторного подшипника (верхний бьеф) DV4. Радиальная вибрация турбинного подшипника (левый берег) DV5. Радиальная вибрация турбинного подшипника (верхний бьеф)						
3	Зона D, нижняя граница	СКЗ (2A) 2,2-2,4 Гц	62 (170)	59 (162)	10	Наработка, Ограничение
4	Зона E1, нижняя граница	СКЗ (2A) 2,2-2,4 Гц	103 (283)	100 (275)	10	Наработка, Ограничение
5	Зона E2, нижняя граница	СКЗ (2A) 2,2-2,4 Гц	137 (378)	134 (368)	10	Наработка, Ограничение
6	Зона F, нижняя граница	СКЗ (2A) 2,2-2,4 Гц	172 (472)	169 (460)	10	Наработка, Ограничение

10.1.7 Примеры неполадок, выявленных благодаря системе вибрационного контроля

Разрушение изоляционной прокладки на сегментах подшипника:

После первого пуска гидроагрегата на холостые обороты начало увеличиваться биение вала турбины на уровне турбинного подшипника. На гидроагрегате была смонтирована система виброконтроля с архивированием данных.

После того как через четверо суток биение на уровне турбинного подшипника увеличилось до 0,5 мм, гидроагрегат был остановлен для тщательной проверки. Осмотр турбинного подшипника не выявил отклонений.

Ситуация прояснилась после вскрытия масляной ванны совмещенного подпятника с нижним подшипником гидрогенератора. На всех сегментах нижнего направляющего подшипника была разрушена изоляционная стеклотекстолитовая прокладка, не обладающая маслостойкостью.

После замены разрушенных изоляционных прокладок и установки проектных зазоров по сегментам всех подшипников, гидроагрегат работал в проектном режиме.

Нарушение центровки вала:

Работники обратили внимание, что на зависимости колебаний вала от величины открытия направляющего аппарата (НА), размах колебаний вала со стороны нижнего бьефа (НБ) не изменяется, даже при прохождении зоны «жгута», то есть при открытиях направляющего аппарата 60% - 65%. А со стороны левого берега (ЛБ) при открытии направляющего аппарата ниже 65% колебания вала увеличиваются и превышают допустимые значения. Причем, уровень колебаний вала, вибрации не превышают допуски при работе агрегата в разрешенной эксплуатационной зоне, при открытиях направляющего аппарата

70 - 80%. Это говорит о том, что имеется дефект, а именно вал оказался прижат к турбинному подшипнику со стороны нижнего бьефа.

В течении четырех месяцев на этом генераторе при работе в зоне с открытием 75% колебания вала выросли до 600 мкм. На сварочных швах крепления корпуса обнаружены трещины. Потребовался ремонт.

Ниже представлены зависимости биения вала турбинного подшипника в мкм от процентного открытия направляющего аппарата. На рисунке 10.7 приведена данная зависимость для ГА с наличием дефекта, а на рисунке 10.8 зависимость для ГА с отсутствием дефекта.

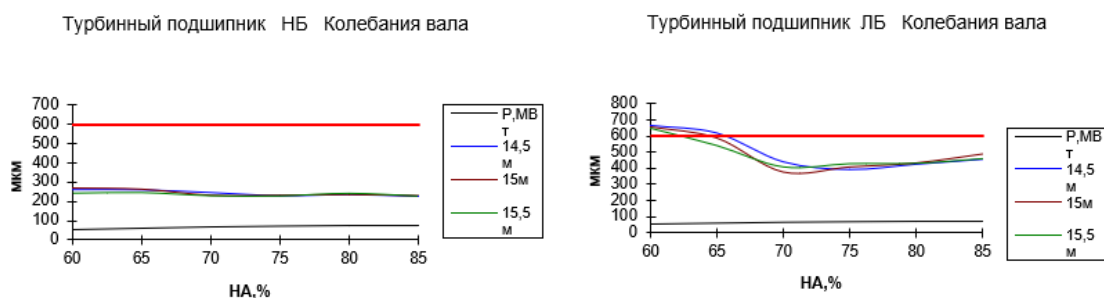


Рисунок 10.7 – Пример агрегата с дефектом

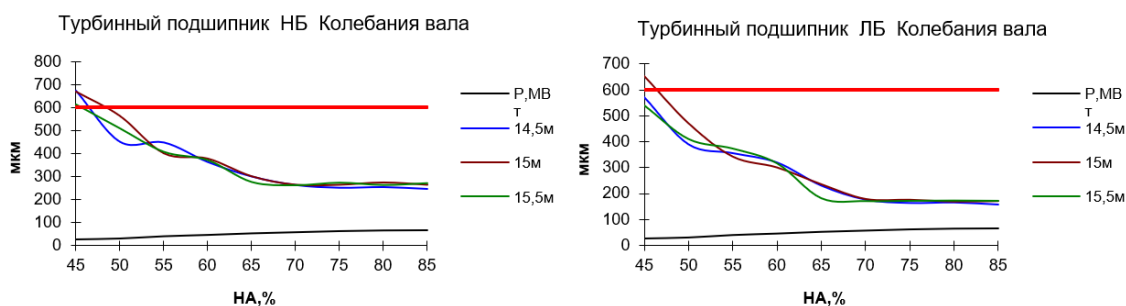


Рисунок 10.8 – Пример агрегата, не имеющего дефектов

10.2 Система измерительно-управляющая защиты от недопустимого уровня вибрации гидроагрегатов Зейской ГЭС

10.2.1 Назначение

Система измерительно-управляющая защиты от недопустимого уровня вибрации гидроагрегатов филиала ПАО «РусГидро» - «Зейская ГЭС» (СИУ ВЗ). Произведена ООО НВФ "Сенсоры, Модули, Системы", г.Самара. Система используется для измерений и контроля вибрации в реальном масштабе времени, вычисления интегральных параметров (размаха и среднеквадратического значения (СКЗ)) в диапазоне частот от 0,8 до 200 Гц, формирования сигналов управления, обеспечения сигнализации и противоаварийной защиты, а также визуализации, накопления, регистрации и хранения информации о техническом состоянии ГА.

10.2.2 Принцип действия

Принцип действия заключается в следующем:

- первичные измерительные преобразователи (ПИП) выполняют измерения и их преобразование измеренных значений в унифицированный электрический сигнал;
- модули ввода-вывода измеряют унифицированные выходные сигналы, выполняют их аналого-цифровое преобразование, осуществляют преобразование цифровых кодов в значения технологических параметров;
- программируемые контроллеры выполняют вычислительные и логические операции, проводят диагностику оборудования, формируют сигналы предупредительной, аварийной сигнализации и передают информацию на автоматизированное рабочее место (АРМ);
- АРМ оператора обеспечивает отображение параметров технологического процесса, архивных данных, журнала сообщений, сигналов сигнализации, информации о состоянии оборудования СИУ ВЗ, настройку сигнализации.

Обеспечивается связь системы вибрационной защиты со стационарной автоматизированной системой управления технологическими процессами Зейской ГЭС.

10.2.3 Структурная схема

Система является трехуровневой и состоит из нижнего, среднего и верхнего уровня. Структурная схема стационарная системы СИУ ВЗ Зейской ГЭС приведена на рисунке 10.25.

1) Нижний уровень: включает в себя ПИП.

Для измерения относительного виброперемещения используются датчики марки ВК-316ОС.04 (Рисунок 10.9). Принцип действия датчиков основан на определении относительного линейного перемещения токопроводящих объектов по изменению значения вихревых токов, которые возбуждаются и измеряются датчиком. Измеренное значение преобразуется в токовый выходной сигнал согласующим усилителем.

Перечень измерительных каналов с датчиками относительного виброперемещения:

- бой вала в районе генераторного подшипника (левый берег) – DB1;
- бой вала в районе генераторного подшипника (верхний бьеф) – DB2;
- вертикальное биение зеркала подпятника (левый берег) – DB3;
- вертикальное биение зеркала подпятника (верхний бьеф) – DB4;
- бой вала в районе турбинного подшипника (левый берег) – DB7;
- бой вала в районе турбинного подшипника (верхний бьеф) – DB8.



Рисунок 10.9 – Вихретоковый преобразователь перемещений
VK-316OC.04

Для измерения абсолютного вибропремещения используются датчики марки ИВП-05-0,8/200 (Рисунок 10.10). Датчик представляет собой высокочувствительный пьезорезистивный акселерометр, принцип действия которого основан на изменении электрического сопротивления пропорционально ускорению, воздействующему на датчик.

Перечень измерительных каналов с датчиками абсолютного вибропремещения:

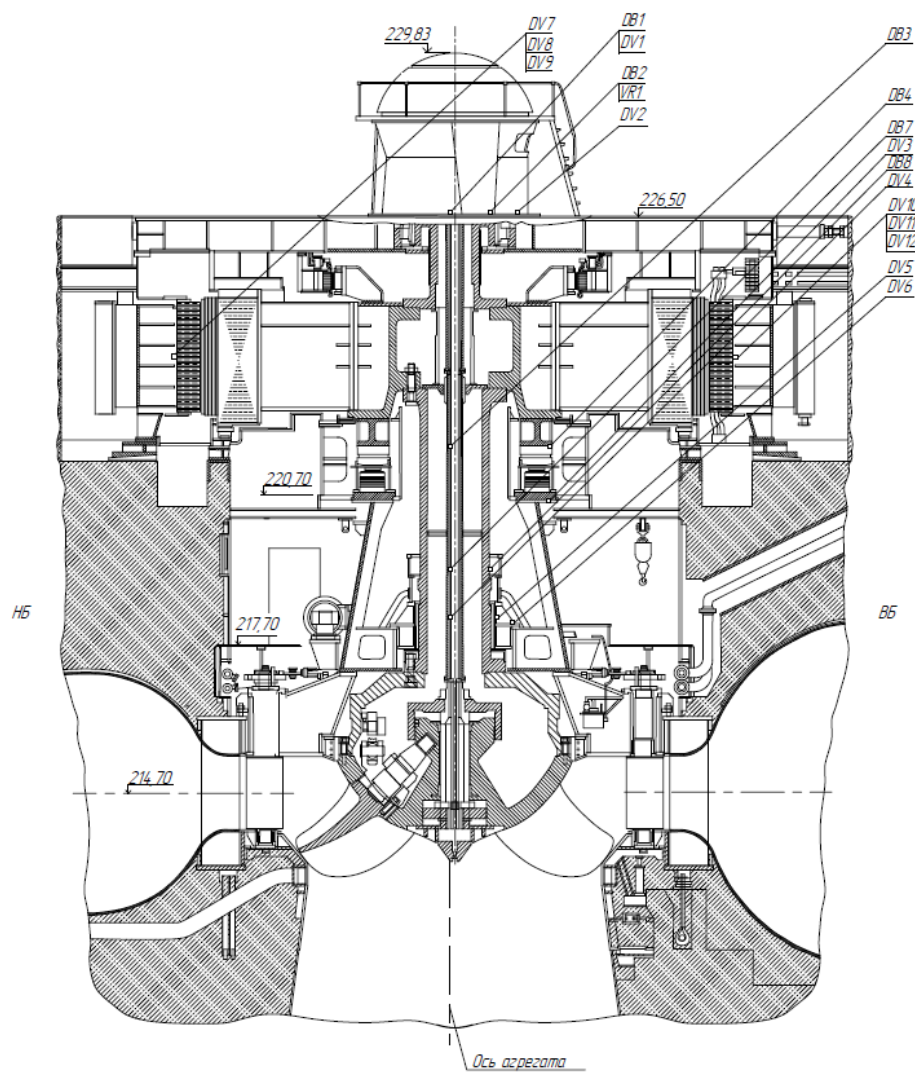
- радиальная вибрация корпуса генераторного подшипника (левый берег) – DV1;
- радиальная вибрация корпуса генераторного подшипника (верхний бьеф) – DV2;
- вертикальная вибрация опоры подпятника – DV3;
- радиальная вибрация корпуса турбинного подшипника (левый берег) – DV4;
- радиальная вибрация корпуса турбинного подшипника (верхний бьеф) – DV5;
- вертикальная вибрация крышки турбины – DV6;
- радиальная вибрация сердечника статора 1 – DV7;
- радиальная вибрация сердечника статора 2 – DV8;
- радиальная вибрация сердечника статора 3 – DV9;
- радиальная вибрация сердечника статора 4 – DV10;
- радиальная вибрация сердечника статора 5 – DV11;
- радиальная вибрация сердечника статора 6 – DV12;

Датчики абсолютного вибропремещения ИВП-05-0,8/200 необходимо защищать от механических воздействий в виде ударов, падений твердых посторонних предметов. Для исключения механического воздействия на датчики ИВП-05-0,8/200 (DV1 и DV2) на рифленое покрытие в районе генераторного подшипника установлены специальные стальные защитные кожухи красного цвета.



Рисунок 10.10 – Преобразователь виброперемещений ИВП-05-0,8/200

Расположение датчиков на гидроагрегате приведено на рисунке 10.11.



№	Поз	Наименование	Кол.	Примечание
1	VK1	Импульсчик фазы ротора	1	
2	DB1	Биеение вала в районе генераторного подшипника (левый борт)	1	
3	DB2	Биеение вала в районе генераторного подшипника (верхний бьеф)	1	
4	DB3	Вертикальное биеение зеркала подпятника (левый борт)	1	
5	DB4	Вертикальное биеение зеркала подпятника (верхний бьеф)	1	
6	DB7	Биеение вала в районе турбинного подшипника (левый борт)	1	
7	DB8	Биеение вала в районе турбинного подшипника (верхний бьеф)	1	
8	DV1	Радиальная вибрация корпуса генераторного подшипника (левый борт)	1	
9	DV2	Радиальная вибрация корпуса генераторного подшипника (верхний бьеф)	1	
10	DV3	Вертикальная вибрация опоры подпятника	1	
11	DV4	Радиальная вибрация корпуса турбинного подшипника (левый борт)	1	
12	DV5	Радиальная вибрация корпуса турбинного подшипника (верхний бьеф)	1	
13	DV6	Вертикальная вибрация крышки турбины	1	
14	DV7	Радиальная вибрация сердечника статора 1	1	
15	DV8	Радиальная вибрация сердечника статора 2	1	
16	DV9	Радиальная вибрация сердечника статора 3	1	
17	DV10	Радиальная вибрация сердечника статора 4	1	
18	DV11	Радиальная вибрация сердечника статора 5	1	
19	DV12	Радиальная вибрация сердечника статора 6	1	

Рисунок 10.11 – Расположение датчиков на ГА

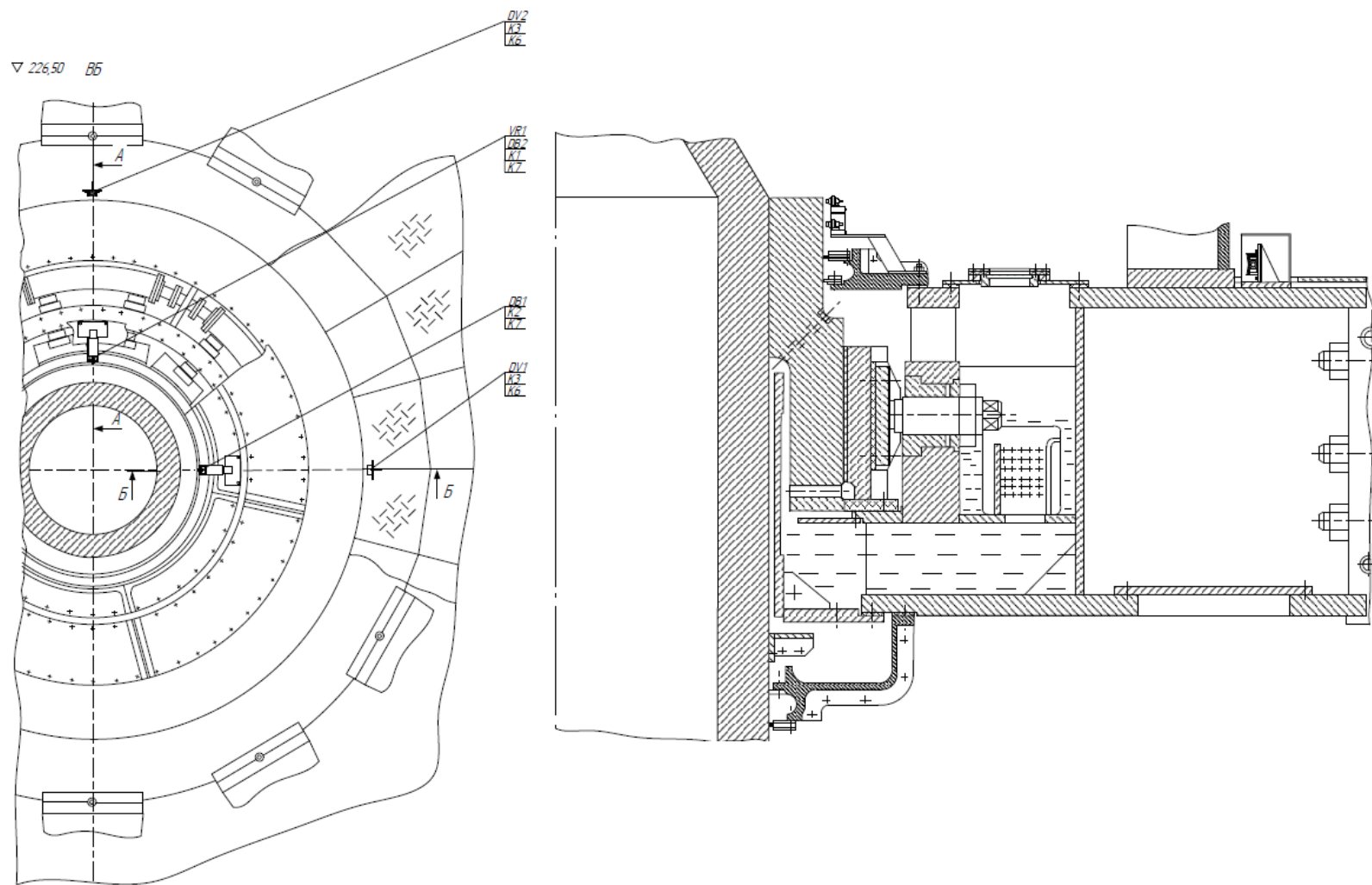


Рисунок 10.12 – Расположение датчиков на генераторном подшипнике



Рисунок 10.13 – Датчик радиальной вибрации корпуса генераторного подшипника



Рисунок 10.14 – Датчики: бой вала (белая стрелка), отметчик оборотов (черная стрелка) в районе генераторного подшипника

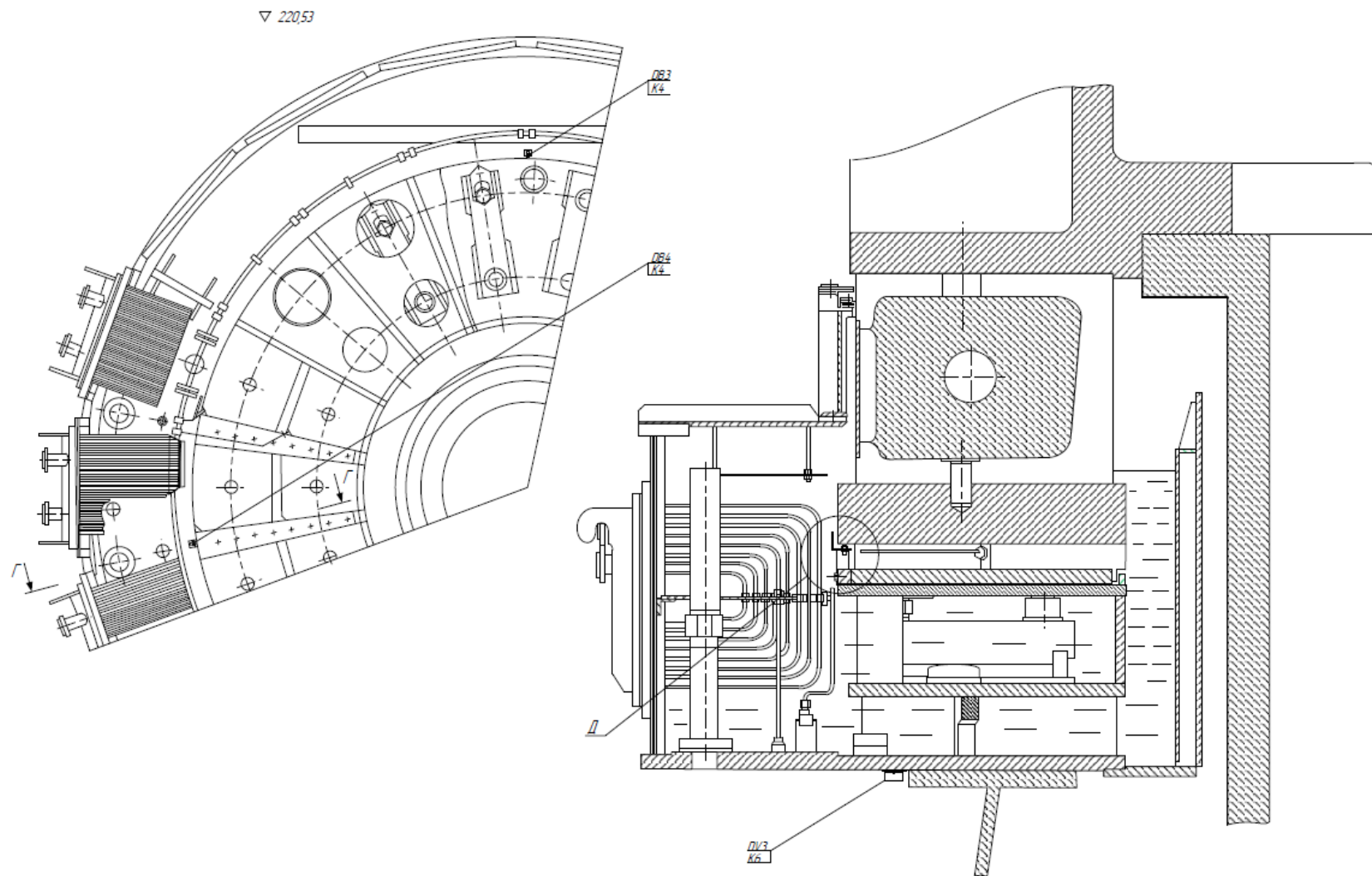


Рисунок 10.15 – Расположение датчиков на подпятнике

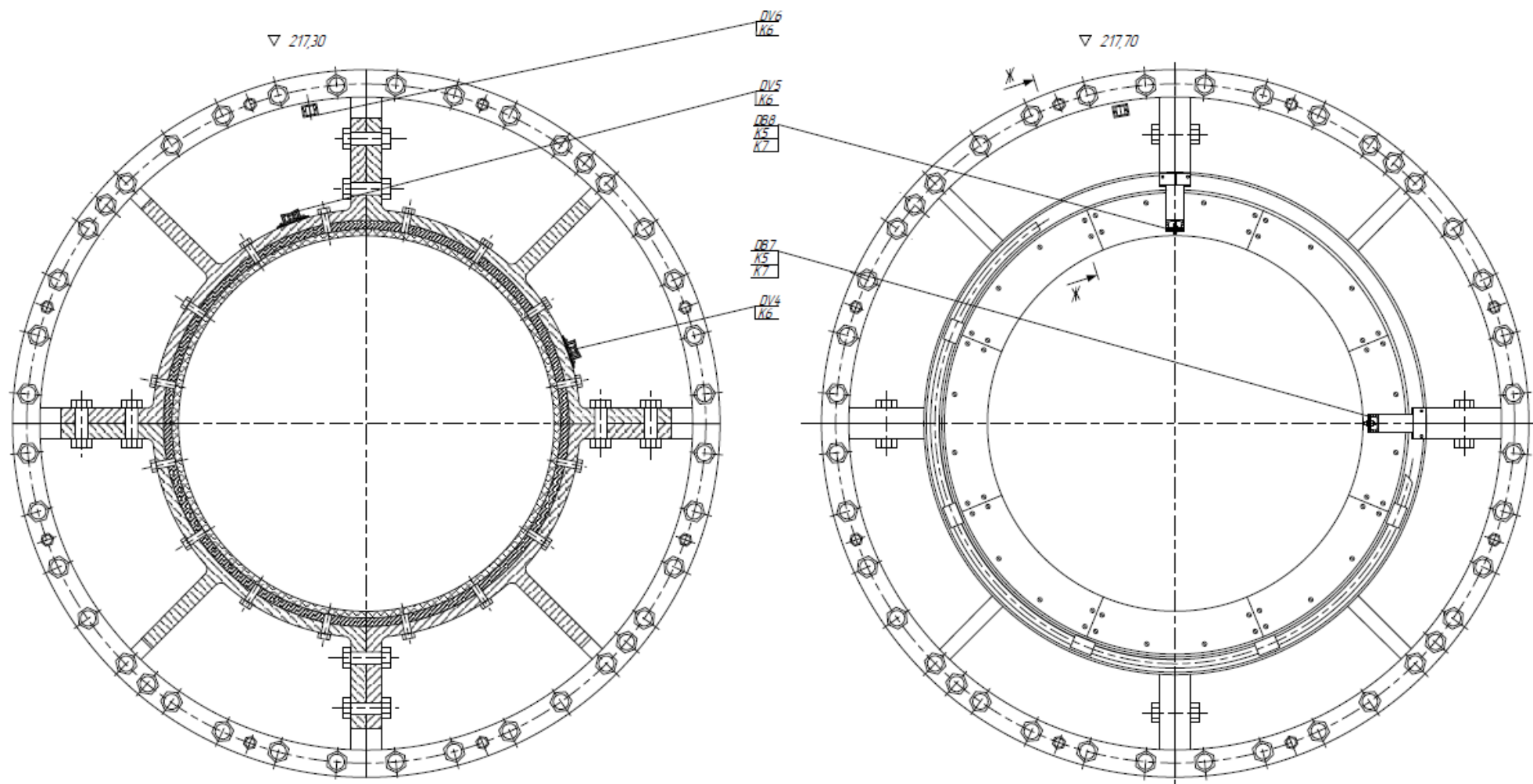


Рисунок 10.16 – Расположение датчиков на турбинном подшипнике

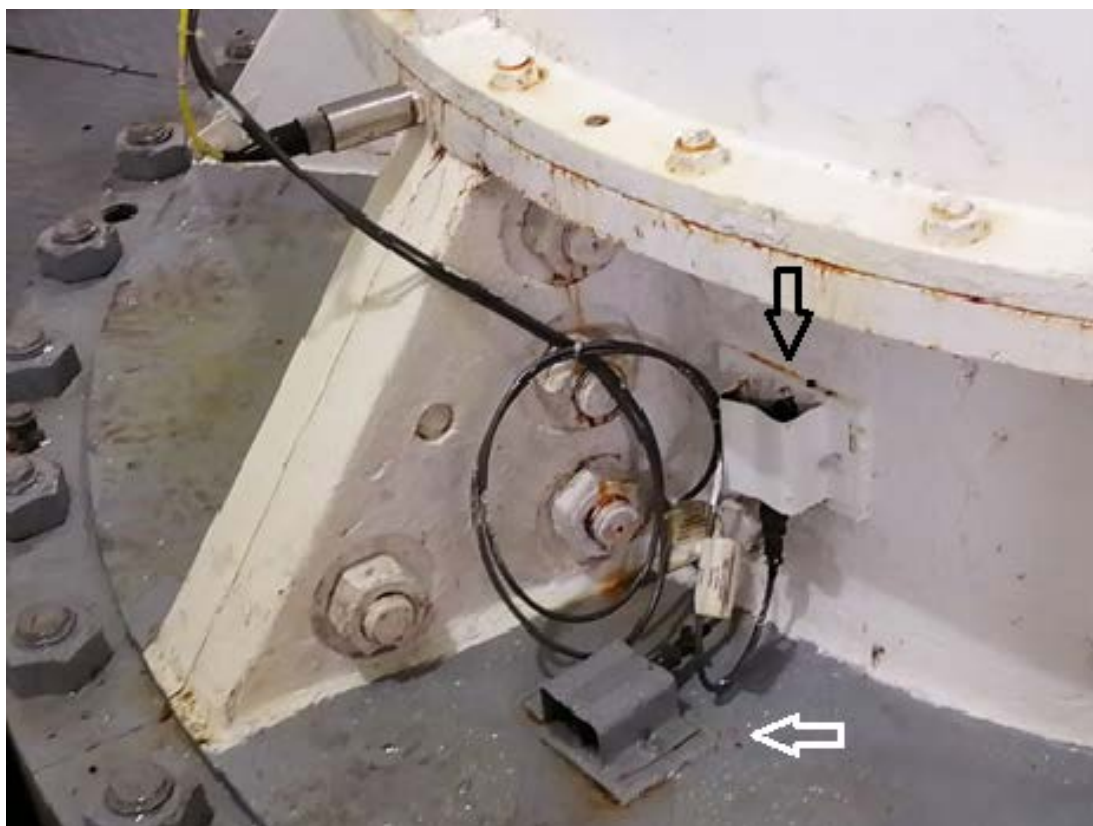


Рисунок 10.17 – Датчики: радиальной вибрации корпуса турбинного подшипника (черная стрелка), вертикальной вибрации крышки турбины (белая стрелка)



Рисунок 10.18 – Датчик боя вала в районе турбинного подшипника

2) Средний уровень: представляет собой комплексы программно-технического измерения вибрации «Виброконт» (ПТК) (Рисунок 10.21). ПТК представляют собой приборные шкафы, в которых размещены процессорные модули CPU, программируемые контроллеры SIMATIC S7-1500 (Рисунок 10.19) с модулями ввода-вывода (Рисунок 10.20), а также АРМ.



Рисунок 10.19 – Общий вид контроллеров программируемых SIMATIC S7-1500



Рисунок 10.20 – Общий вид модулей ввода-вывода



Рисунок 10.21 – Общий вид шкафа ПТК компонентов СИУ ВЗ

3) Верхний уровень состоит из АРМ СВЗ ГА.
Снимки экранов АРМ на ЦПУ и АРМ в АСУ ТП представлены на рисунках 10.22, 10.23.

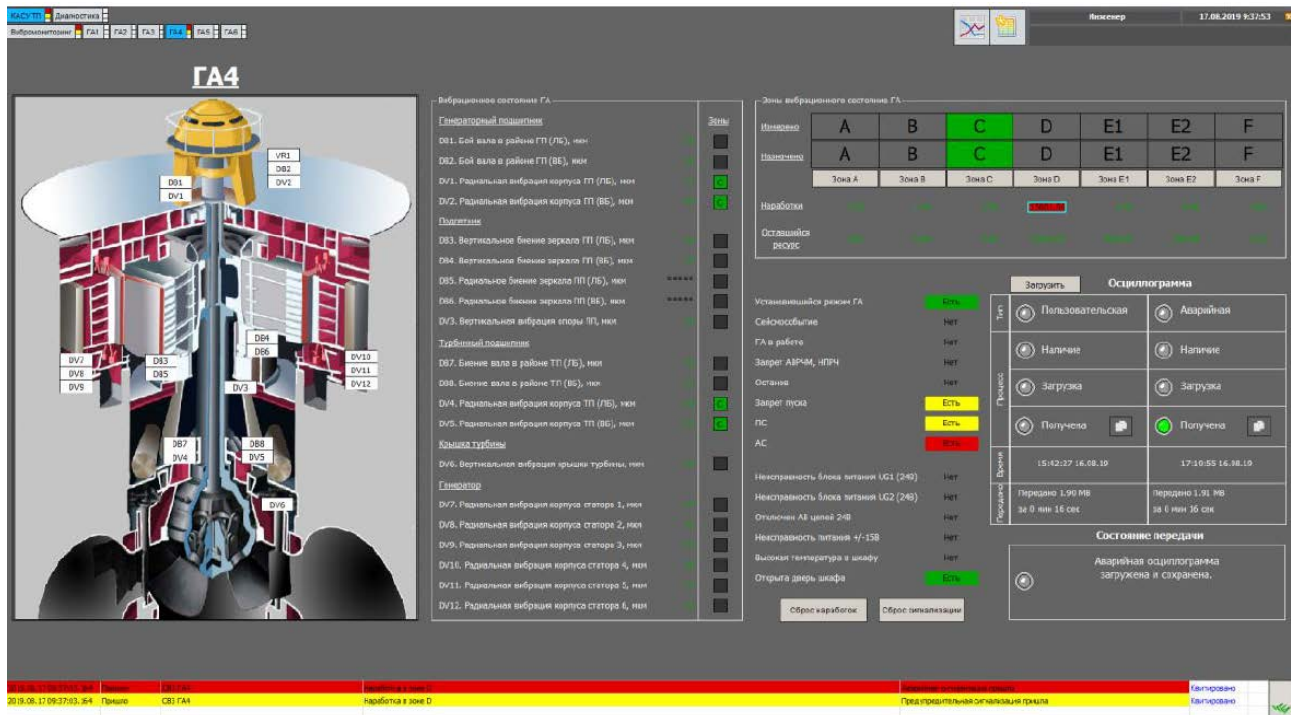


Рисунок 10.22 – Мнемосхема СВЗ ГА (АРМ на ЦПУ)

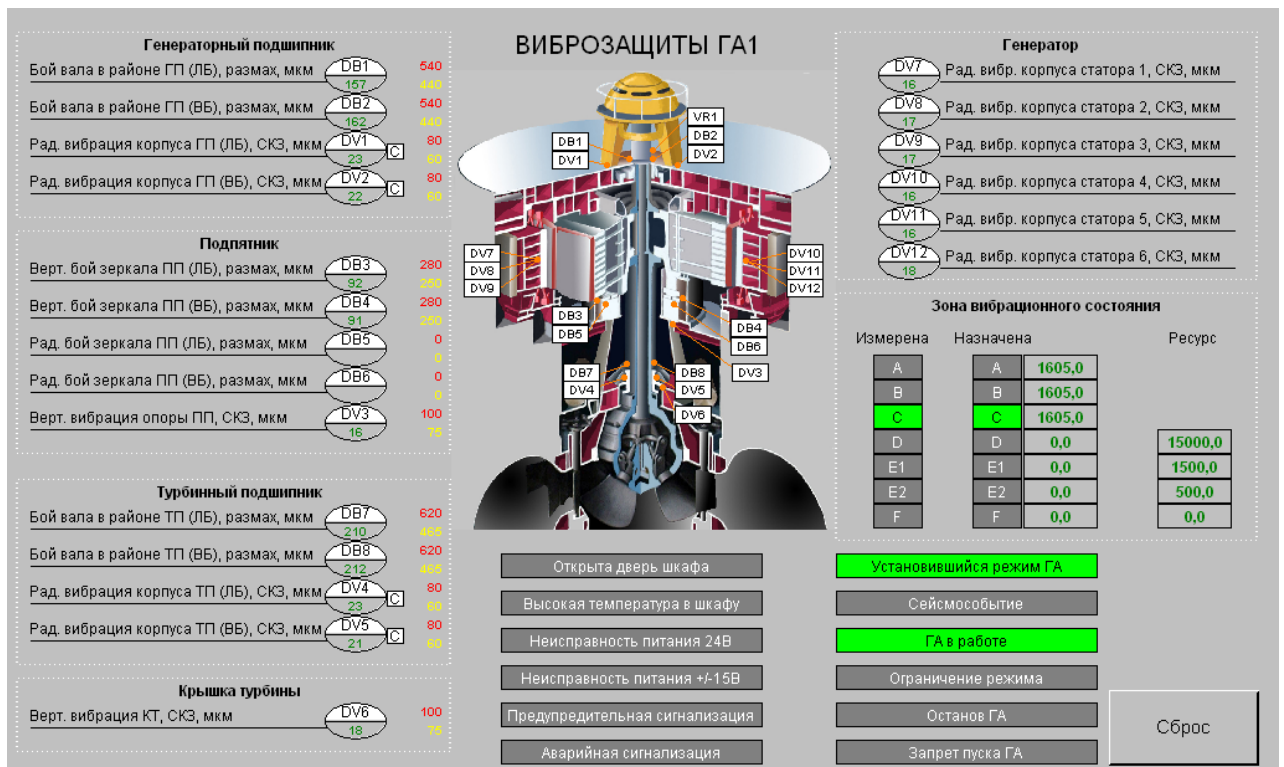


Рисунок 10.23 – Экранная форма "Виброзащиты" (АРМ в АСУ ТП)

Дополнительно выполняется подключение к существующей АСУ ТП для передачи параметров комплексов СВЗ ГА №1-6. Предусматривается вывод параметров на экранные формы существующих панелей оператора и на экранные формы АРМ верхнего уровня АСУ ТП. На серверах верхнего уровня АСУ ТП ведутся архивы и журналы сообщений комплексов СВЗ ГА №1-6.

Интеграция и обмен информацией между подсистемами реализуется благодаря протоколу передачи данных МЭК 60870-5-104 и протоколу передачи данных SIMATIC.

В приложении Е, на рисунке Е.1 представлен снимок окна просмотра трендов по параметру, сделанный на АРМ в ЦПУ.

10.2.4 Ограничение режима работы ГА

При «назначении» зоны «D» или выше по вибрационному состоянию формируется запрет на участие ГА в АВРЧМ. При этом ГА автоматически отключается от группового регулятора активной мощности (ГРАМ) и остается в сети с текущей на момент отключения мощностью. Также формируется предупредительная сигнализация и предупредительное сообщение:

- на АРМ ВУ АСУ ТП – «Ограничение режима»;
- на панели оператора САУ ГА – «Ограничение режима (СВЗ)».

10.2.5 Запрет пуска ГА

Работа в зонах «D», «E1», «E2» допускается не более чем:

- для зоны «D» - 15 000 часов;
- для зоны «E1» - 1 500 часов;
- для зоны «E2» - 500 часов.

Работа в зоне «F» не допускается.

Комплекты СВЗ осуществляют подсчет времени работы ГА в соответствующих назначенных зонах по вибрационному состоянию.

При исчерпании 95% (кроме зоны «F») от допустимого времени работы в зоне с повышенной вибрацией формируется предупредительная сигнализация и предупредительное сообщение:

- на АРМ ВУ АСУ ТП – «Наработка в зоне D (или E1/E2 для соответствующих зон) – ВПУ»;
- на панели оператора САУ ГА – «Наработка в зоне D (или E1/E2 для соответствующих зон) – Допустимое время работы близко к завершению».

При исчерпании допустимого времени работы ГА в зоне с повышенной вибрацией формируется запрет пуска ГА. Формирование этой команды не приводит к автоматическому останову ГА, но повторный пуск ГА будет запрещен. При этом формируется аварийная и предупредительная сигнализация.

Аварийное сообщение:

- на АРМ ВУ АСУ ТП – «Наработка в зоне D (или E1/E2/F для соответствующих зон) – ВАУ»;
- на панели оператора ГА – «Наработка в зоне D (или E1/E2/F для соответствующих зон) – Допустимое время работы вышло».

Предупредительное сообщение:

- на АРМ ВУ АСУ ТП – «Запрет пуска ГА»;
- на панели оператора САУ ГА – «Запрет пуска ГА (СВЗ)».

Уставки предаварийной и аварийной сигнализации по каналам относительного и абсолютного виброперемещения приведены в приложении Е, таблица Е.1, Е.2.

10.2.6 Автоматический останов ГА

При превышении аварийной уставки в течение 10 секунд одновременно для любых 2-х измерительных каналов боя вала или вибрации опорных конструкций ГА и нахождения ГА в установившемся режиме формируется команда на автоматический останов ГА. При этом формируется аварийная сигнализация и аварийное сообщение:

- на АРМ ВУ АСУ ТП – «Останов ГА по вибрации»;
- на панели оператора САУ ГА – «Останов ГА (СВЗ)».

Установившийся режим – это режим работы ГА, когда скорость движения НА меньше 1,6% в секунду, формирование дискретного сигнала о том, что ГА находится в установившемся режиме, происходит с временной задержкой 20 секунд.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Ярнемского гидроузла на реке Онега, являющимся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 146 МВт и среднемноголетняя выработка 721,85 млн. кВт·ч.

Также было построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности. Из режимного поля определен диапазон измерения напоров и расходов: $H_{\max} = 33,51$ м; $H_{\text{расч}} = 25,22$ м; $H_{\min} = 21,70$ м; $Q_{\max} = 674$ м³/с; $Q_{\min} = 80$ м³/с.

В результате расчетов был выбран вариант с тремя гидротурбинами ПЛ406-В-560.

Для выбранной поворотно лопастной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин был подобран гидрогенератор СВ840/80-52 с номинальной активной мощностью 49 МВт.

Для проектируемой Ярнемской ГЭС была выбрана структурная схема с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (3 одиночных блока, 2 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее оборудование: блочные трансформаторы ТД 63000/220 У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1000/10, для ВЛ провода марки АСУ-300/39.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка здания ГЭС принята русловой. В состав сооружения входят: левобережная грунтовая плотина, водосливная бетонная плотина, глубинные водосбросы, здание ГЭС с монтажной площадкой, правобережная глухая бетонная плотина.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину установлена водобойная стенка, а также рисберма с ковшом.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. Плотина Ярнемского гидроузла соответствует всем требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

На основе проведенных технико-экономических расчетов можно сделать вывод, что строительство Ярнемской ГЭС является экономически оправданным. Срок окупаемости проекта составил 12 лет и 9 месяцев. Себестоимость электроэнергии 0,29 руб/кВт·ч. Индекс прибыльности 1,02. Чистый приведенный доход 75,12 млн. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2005. – 114 с.
2. Брызгалов В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
3. Василева Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – т.2. Энергоатомиздат, 1990. – 366 с.
4. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России: справочник / М. И. Дворецкая, А. П. Жданова, О. Г. Лушников, И. В. Слива / Под общ. ред. В. В. Берлина. - СПб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2018. – 224 с.
5. Гидротехнические сооружения: учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В. В. Малахов и др. – М.: АСВ, 2011. - Ч.1. – 536 с.
6. Затеева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
7. Использование водной энергии. Часть 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 106 с.
8. Кох П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нещеретный, В.А. Чекулаев. — Москва: «Машиностроение», 1972. — 168 с.
9. Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
10. Лапасова В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
11. Лыбина Т.А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
12. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
13. 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.

14. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.» – Москва, 2017. – 22 с.

15. Примеры расчета релейной защиты: учебное пособие / В.А. Давыдов, А.А. Осинцев, А.И. Щеглов, А.С. Трофимов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2018. – 92 с.

16. СНиП 33-01-2003. Свод правил. Гидротехнические сооружения. Основные положения: дата введения 01.01.2013 – Москва: ОАО «ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева», 2013. – 34 с.

17. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82: дата введения 2013-01-01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.

18. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85: дата введения 2013-01-01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.

19. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003: дата введения 2013-01-01. – Москва: ФГУП ЦПП, 2012. – 110 с.

20. Справочник гидроэлектростанций России: справочное пособие/ В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.

21. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.

22. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования: дата введения 2008-01-10. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.

23. СТО 17330282.140.016-2008. Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования: дата введения 2008-01-10. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.

24. СТО 17330282.27.140.020-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования: дата введения 2008-07-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

25. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 12 с.

26. СТО 56947007-29.240.10.249-2017. Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций: дата введения 2017-09-28. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19 с.

27. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Москва, ОАО «РусГидро» 2012. – 290 с.

28. СТУ 7.5-07-2021 Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности, Красноярск 2021. – 61 с.

29. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.

30. Фомичева Н.Н. Гидрология и регулирование стока: учеб. пособие. /Н.Н. Фомичева, Перфильев А.А. – Новосибирск: Новосиб. гос. акад. водн. трансп., 2009. – 302 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Общая часть

Таблица А.1 – Исходный гидрологический ряд

№ п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.- год
1	1947	100	91	91	358	1176	574	364	201	212	231	236	132	314
2	1948	104	92	81	359	1515	597	375	196	225	374	241	187	362
3	1949	155	140	120	481	2170	657	482	308	278	349	266	190	466
4	1950	147	128	113	416	2083	757	486	324	296	416	317	274	480
5	1951	151	124	114	384	2055	730	510	337	306	427	298	273	476
6	1952	136	124	126	424	1813	644	419	367	293	388	322	203	438
7	1953	167	155	136	440	1153	604	378	195	222	310	305	224	357
8	1954	110	100	97	367	978	558	450	189	182	228	227	148	303
9	1955	92	90	91	275	733	440	364	157	111	189	258	112	243
10	1956	102	96	95	296	733	364	367	92	149	221	215	165	241
11	1957	84	77	75	292	746	365	364	157	164	256	222	80	240
12	1958	120	102	90	311	692	391	365	190	184	245	220	148	255
13	1959	106	95	89	359	1133	569	369	196	205	246	222	151	312
14	1960	167	142	128	408	1093	422	374	382	258	359	313	180	352
15	1961	181	147	134	416	2273	1037	570	469	425	708	445	389	600
16	1962	144	130	113	319	2032	698	505	319	296	459	290	269	465
17	1963	165	141	121	392	2052	862	365	331	306	174	266	220	450
18	1964	153	140	125	376	2083	687	499	318	319	431	293	256	473
19	1965	120	104	91	359	1767	637	410	341	324	420	340	198	426
20	1966	141	102	89	467	2112	777	540	343	293	441	268	222	483
21	1967	139	128	122	384	1908	927	471	286	311	130	301	242	446
22	1968	104	98	87	384	1285	588	398	213	225	359	239	212	349
23	1969	124	114	107	384	1302	616	638	354	278	440	281	217	405
24	1970	86	74	75	376	954	365	365	175	75	109	136	65	238
25	1971	96	86	83	247	561	458	365	179	139	196	264	114	232
26	1972	90	84	87	327	1071	517	364	170	205	196	249	114	289
27	1973	96	94	89	317	713	364	365	193	230	210	220	178	256
28	1974	186	98	97	384	709	422	365	174	154	228	237	112	264
29	1975	179	134	130	432	1816	863	492	373	392	112	474	273	472
30	1976	147	132	128	418	1719	897	468	298	303	480	291	239	460
31	1977	130	104	97	303	1469	611	766	350	215	391	266	190	408
32	1978	100	96	95	359	648	477	364	167	192	210	234	127	256
33	1979	127	102	89	319	709	367	365	268	225	246	198	102	260
34	1980	90	82	77	290	603	371	368	193	174	246	173	72	228
35	1981	102	90	93	433	1173	547	365	173	215	210	210	141	313
36	1982	134	132	125	400	2072	675	480	338	258	463	317	239	469
37	1983	149	112	110	392	2101	712	417	328	303	470	300	266	471
38	1984	149	124	114	400	1940	827	474	369	288	440	300	225	471
39	1985	169	138	131	392	2106	957	593	341	349	296	384	271	511
40	1986	156	131	129	359	727	365	365	130	159	231	170	131	254
41	1987	144	126	116	325	638	407	370	179	146	228	224	139	253
42	1988	96	90	83	303	1080	505	377	188	202	203	181	117	285
43	1989	116	98	93	359	2204	667	516	347	276	438	298	217	469
44	1990	106	86	87	241	1112	523	365	176	238	231	224	131	293
45	1991	114	90	89	271	587	378	364	163	154	215	195	112	228
46	1992	104	100	93	319	1195	581	370	208	230	327	249	219	333
47	1993	138	120	118	384	1595	600	388	179	207	334	236	192	374
48	1994	138	125	105	367	1319	592	365	193	230	340	246	217	353
49	1995	134	122	115	392	1262	622	370	351	288	429	323	193	383
50	1996	100	90	85	311	1532	627	394	331	291	470	307	187	394

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов.

№ п/п	P, %	Q _{ср.год} , м ³ /с	Годы	Q _{меж.} , м ³ /с	Годы	Q _{пол.} , м ³ /с	Годы
1	2	600	1961	368	1961	1293	1961
2	4	511	1985	278	1975	1219	1985
3	6	483	1966	275	1985	1143	1966
4	8	480	1950	271	1976	1129	1989
5	10	476	1951	270	1950	1109	1950
6	12	473	1964	270	1983	1103	1949
7	14	472	1975	268	1951	1102	1967
8	16	471	1983	268	1984	1098	1951
9	18	471	1984	268	1964	1093	1963
10	20	469	1982	267	1982	1090	1964
11	22	469	1989	265	1952	1080	1984
12	24	466	1949	263	1966	1078	1962
13	25	465	1962	261	1995	1076	1983
14	27	460	1976	260	1960	1075	1982
15	29	450	1963	260	1962	1057	1975
16	31	446	1967	256	1969	1028	1976
17	33	438	1952	255	1965	959	1952
18	35	426	1965	254	1949	948	1977
19	37	408	1977	249	1989	938	1965
20	39	405	1969	241	1996	861	1993
21	41	394	1996	239	1953	852	1969
22	43	383	1995	235	1963	851	1996
23	45	374	1993	227	1977	829	1948
24	47	362	1948	227	1967	759	1994
25	49	357	1953	218	1994	757	1968
26	51	353	1994	213	1968	751	1995
27	53	352	1960	212	1993	715	1992
28	55	349	1968	206	1948	712	1953
29	57	333	1992	205	1992	705	1947
30	59	314	1947	186	1979	695	1981
31	61	313	1981	186	1974	690	1959
32	63	312	1959	185	1959	667	1990
33	65	303	1954	185	1981	662	1954
34	67	293	1990	184	1947	654	1988
35	69	289	1972	183	1954	650	1972
36	71	285	1988	181	1973	630	1960
37	73	264	1974	181	1987	561	1970
38	75	260	1979	179	1958	512	1955
39	76	256	1978	177	1986	498	1974
40	78	256	1973	176	1978	496	1978
41	80	255	1958	169	1990	492	1957
42	82	254	1986	169	1972	488	1956
43	84	253	1987	163	1988	485	1986
44	86	243	1955	159	1956	483	1958
45	88	241	1956	156	1957	481	1973
46	90	240	1957	156	1991	480	1979
47	92	238	1970	156	1971	471	1987
48	94	232	1971	155	1980	461	1971
49	96	228	1980	153	1955	447	1980
50	98	228	1991	130	1970	443	1991

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 - Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Мес.	Qбыт, м ³ /с	Qшлг, м ³ /с	Qф, м ³ /с	Qисп, м ³ /с	Qлед, м ³ /с	Qпол.быт, м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	QВХК, м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zер.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
XI	222	0	2,4	2	2	216	134	160	349	0	352	6,244	0,347	5,897	50,00	49,06	49,53	18,61	30,62	92	92
XII	80	0	2,4	1	4	73	452	160	525	0	527	5,897	1,172	4,726	49,06	46,45	47,76	19,76	27,70	125	125
I	84	0	2,4	1	8	73	534	160	606	0	609	4,726	1,384	3,342	46,45	42,53	44,49	20,22	23,97	125	125
II	77	0	2,4	1	5	69	458	160	526	0	529	3,342	1,186	2,156	42,53	38,25	40,39	19,76	20,33	92	92
III	75	0	2,4	1	3	69	89	160	158	0	160	2,156	0,231	1,925	38,25	37,45	37,85	17,04	20,51	28	по ВХК
IV	292	0	2,4	3	1	286	-128	160	158	0	160	1,925	-0,332	2,257	37,45	38,60	38,03	17,04	20,69	28	по ВХК
V	746	0	2,4	7	-3	740	-582	160	158	0	160	2,257	-1,509	3,765	38,60	43,95	41,28	16,74	24,24	33	по ВХК
VI	365	0	2,4	4	-7	366	-208	160	158	0	160	3,765	-0,539	4,304	43,95	45,48	44,72	16,74	27,68	38	по ВХК
VII	364	0	2,4	4	-6	364	-206	160	158	0	160	4,304	-0,534	4,838	45,48	46,70	46,09	16,74	29,05	39	по ВХК
VIII	157	0	2,4	2	-5	158	0	160	158	0	160	4,838	0,000	4,838	46,70	46,70	46,70	16,74	29,66	40	по ВХК
IX	164	0	2,4	2	-3	163	-5	160	158	0	160	4,838	-0,013	4,851	46,70	46,72	46,71	16,74	29,67	40	по ВХК
X	256	0	2,4	3	1	250	-92	160	158	0	160	4,851	-0,238	5,090	46,72	47,22	46,97	17,04	29,63	40	по ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Мес.	Qбыт, м ³ /с	Qшл., м ³ /с	Qф., м ³ /с	Qисп., м ³ /с	Qлед, м ³ /с	Qпол.быт, м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	QВХК, м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
XI	222	0	2,4	2	2	216	66	160	282	0	284	6,244	0,171	6,073	50,00	49,52	49,76	18,10	31,36	76	76
XII	80	0	2,4	1	4	73	366	160	439	0	441	6,073	0,949	5,124	49,52	47,29	48,41	19,22	28,89	109	109
I	84	0	2,4	1	8	73	410	160	483	0	485	5,124	1,063	4,061	47,29	44,83	46,06	19,50	26,26	109	109
II	77	0	2,4	1	5	69	290	160	358	0	361	4,061	0,751	3,310	44,83	42,41	43,62	18,67	24,65	76	76
III	75	0	2,4	1	3	69	89	160	158	0	160	3,310	0,231	3,079	42,41	41,58	42,00	17,04	24,66	33,00	по ВХК
IV	292	0	2,4	3	1	286	-128	160	158	0	160	3,079	-0,332	3,411	41,58	42,77	42,18	17,04	24,84	34,00	по ВХК
V	746	0	2,4	7	-3	740	-582	160	158	0	160	3,411	-1,509	4,920	42,77	46,87	44,82	16,74	27,78	38,00	по ВХК
VI	365	0	2,4	4	-7	366	-208	160	158	0	160	4,920	-0,539	5,459	46,87	48,00	47,44	16,74	30,40	41,00	по ВХК
VII	364	0	2,4	4	-6	364	-206	160	158	0	160	5,459	-0,534	5,993	48,00	49,31	48,66	16,74	31,62	43,00	по ВХК
VIII	157	0	2,4	2	-5	158	0	160	158	0	160	5,993	0,000	5,993	49,31	49,31	49,31	16,74	32,27	44,00	по ВХК
IX	164	0	2,4	2	-3	163	-5	160	158	0	160	5,993	-0,013	6,006	49,31	49,34	49,33	16,74	32,29	44,00	по ВХК
X	256	0	2,4	3	1	250	-92	160	158	0	160	6,006	-0,238	6,244	49,34	50,00	49,67	17,04	32,33	44,00	по ВХК

Продолжение приложения Б

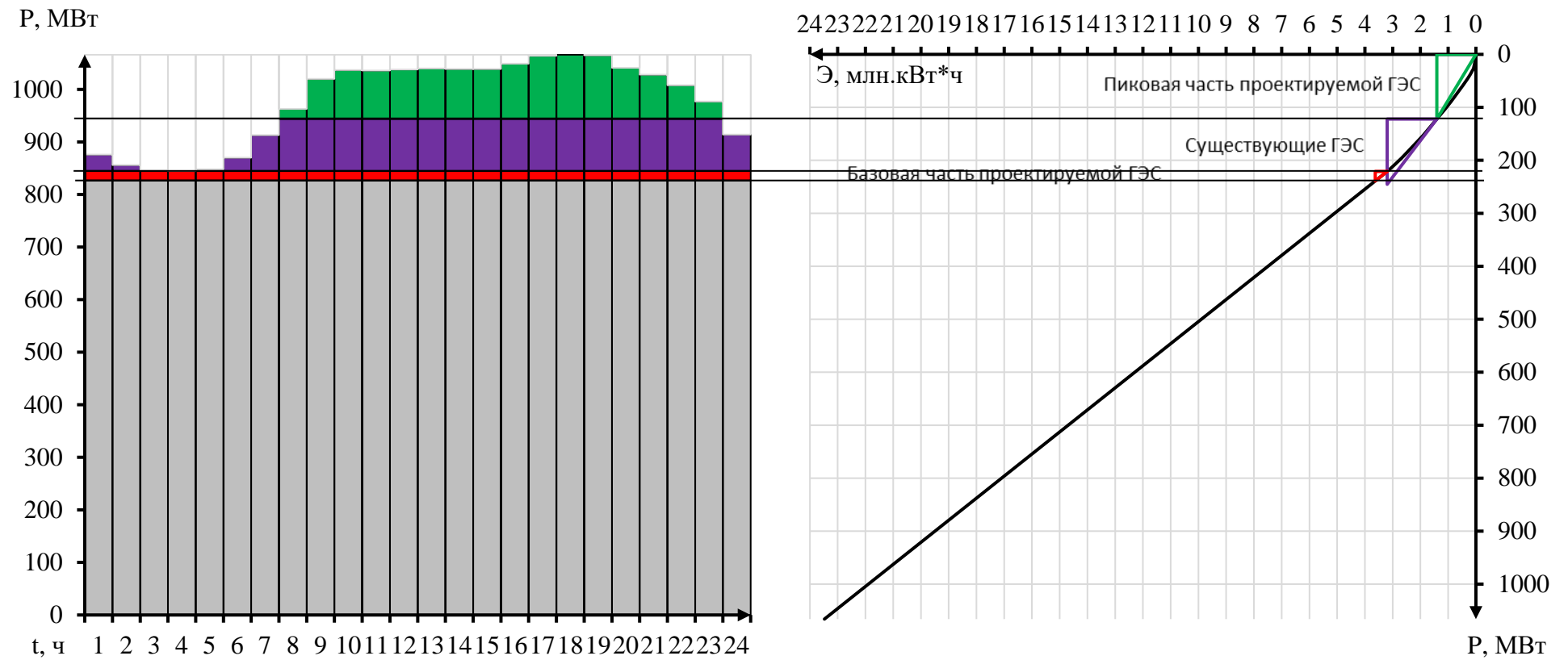


Рисунок Б.1 – График нагрузки и ИКН (январь)

Продолжение приложения Б

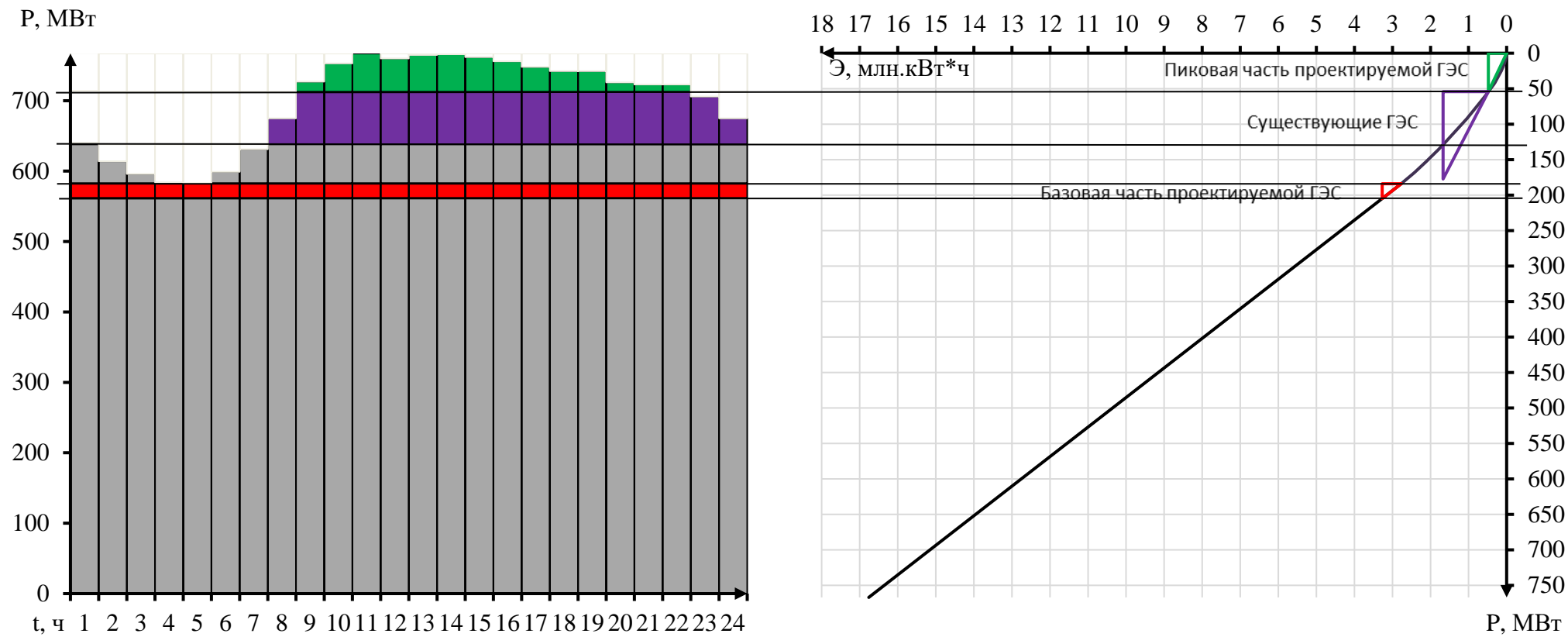


Рисунок Б.2 – График нагрузки и ИКН (июнь)

Окончание приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

Мес.	Qбыт, м ³ /с	Qшл, м ³ /с	Qф, м ³ /с	Qисп, м ³ /с	Qлед, м ³ /с	Qпол.бы т, м ³ /с	Qвдхр., м ³ /с	QВХЖ, м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр., м ³ /с	QНБ, м ³ /с	Vнач., км ³	dV, км ³	Vкон., км ³	Zнач.ВВ, м	Zкон.ВВ, м	Zер.ВВ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
XI	246	0	3,53	2	2	238	43	160	281	0	285	6,244	0,112	6,132	50,00	49,69	49,85	18,10	31,45	76	76
XII	217	0	3,53	2	4	207	223	160	430	0	433	6,132	0,578	5,555	49,69	48,22	48,96	19,17	29,49	109	109
I	138	0	3,53	1	8	125	333	160	458	0	462	5,555	0,864	4,691	48,22	46,38	47,30	19,35	27,65	109	109
II	125	0	3,53	1	5	115	213	160	328	0	331	4,691	0,552	4,139	46,38	45,04	45,71	18,46	26,95	76	76
III	105	0	3,53	1	3	97	409	160	506	0	510	4,139	1,060	3,079	45,04	41,58	43,31	19,65	23,36	102	по ВХК
IV	367	0	3,53	4	1	358	-152	160	206	0	210	3,079	-0,394	3,473	41,58	42,98	42,28	17,48	24,50	43	по ВХК
V	1319	0	3,53	13	-3	1305	-753	160	552	0	556	3,473	-1,952	5,424	42,98	47,93	45,46	19,92	25,23	120	по ВХК
VI	592	0	3,53	6	-7	589	-186	160	403	0	407	5,424	-0,482	5,907	47,93	49,08	48,51	18,99	29,22	101	по ВХК
VII	365	0	3,53	4	-6	363	-76	160	287	0	291	5,907	-0,197	6,104	49,08	49,61	49,35	18,15	30,90	76	по ВХК
VIII	193	0	3,53	2	-5	192	-26	160	166	0	170	6,104	-0,067	6,171	49,61	49,79	49,70	17,13	32,27	46	по ВХК
IX	230	0	3,53	2	-3	227	-16	160	211	0	215	6,171	-0,041	6,212	49,79	49,91	49,85	17,52	32,03	58	по ВХК
X	340	0	3,53	3	1	332	-12	160	320	0	324	6,212	-0,031	6,244	49,91	50,00	49,96	18,40	31,26	86	по ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

ПЛ40а-В

$D_1 = 5$

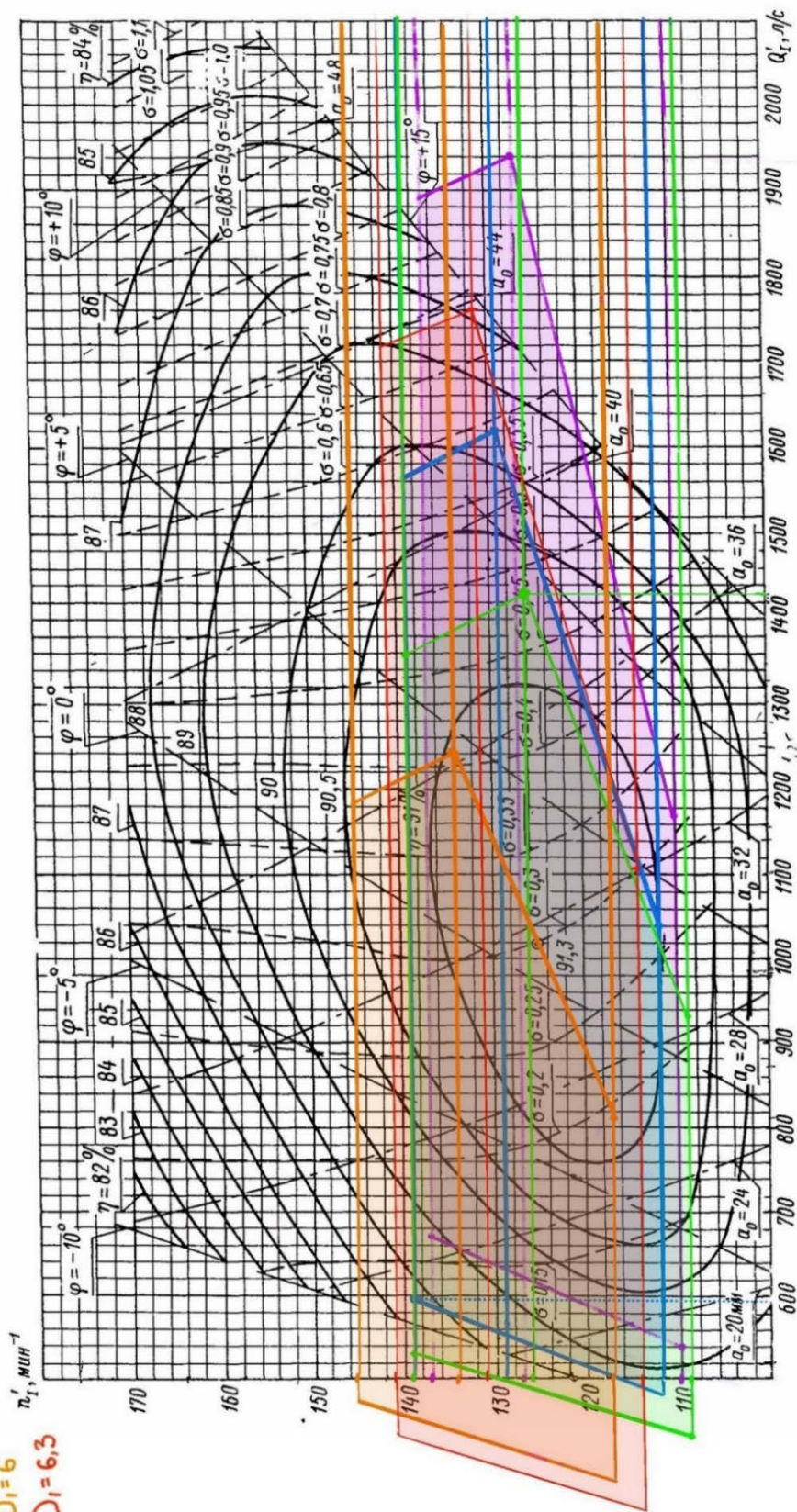
$D_1 = 5,3$

$D_1 = 5,6$

$D_1 = 6$

$D_1 = 6,3$

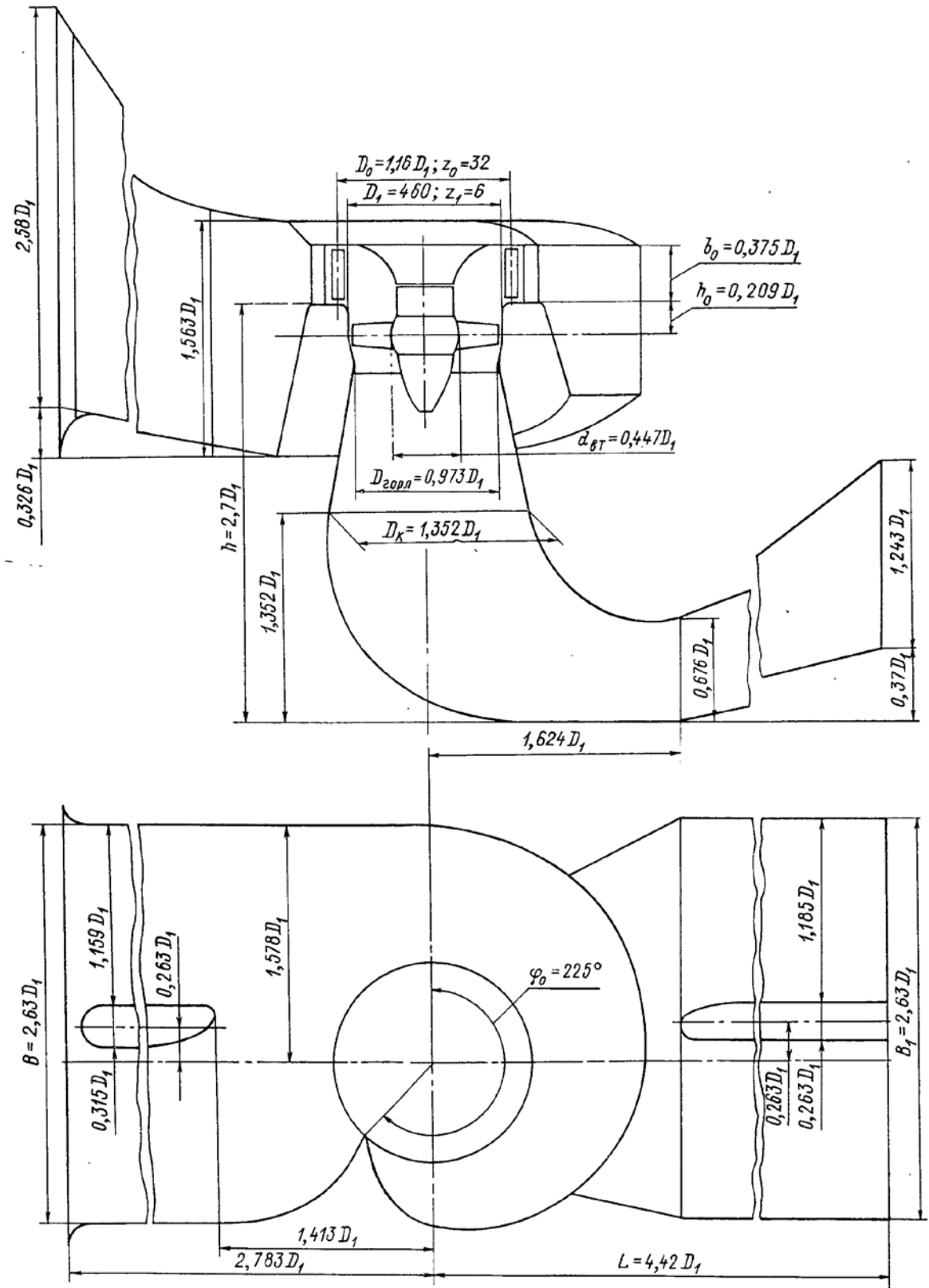
Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40/800-В-46
№ 2371 ЛМЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и $t = 10^\circ\text{C}$

Черт. 16

Рисунок В.1 – ГУХ для гидротурбины ПЛ40а-В



Черт. 12

Рисунок В.3 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ406-В

Окончание приложения В

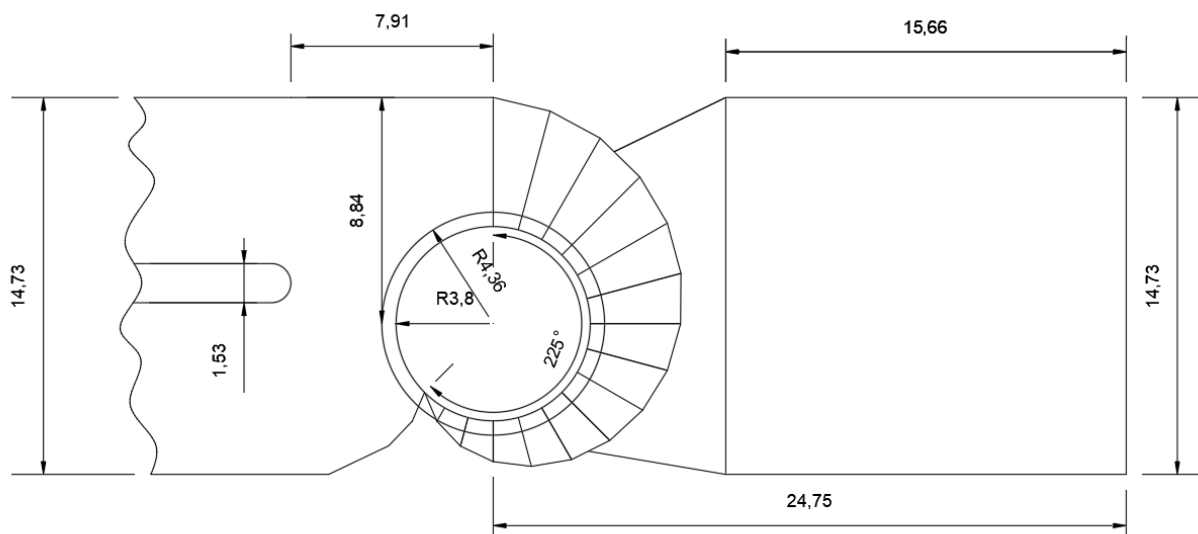


Рисунок В.4 – План спиральной камеры ПЛ40б-В-560

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица Г.1 — Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	IΔG	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,58 \cdot I_H$	2,39 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,50	-	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$1,16 \cdot I_H$	4,78 А	
		Тормозной ток, В	$1,50 \cdot I_H$	6,32 А	
		$I_{отс}$	$5,96 \cdot I_H$	25,26 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	10 В
	$U_{0з}$	Коэффициент торможения, K_T	1,50	-	
ЗПН	$U >$	1 ступень	$U_{ср1}$	$1,20 \cdot U_H$	120 В
		2 ступень	$U_{ср2}$	$1,40 \cdot U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	I_2 СИГН	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	I_2 ПУСК	$0,18 \cdot I_H$	0,76 А
		ОТС	I_2 с.з.	$0,007 \cdot I_H$	0,32 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	I_1 СИГН	$1,07 \cdot I_H$	4,51 А
		ПО	I_1 ПУСК	$1,10 \cdot I_H$	4,64 А
		ОТС	I_1 ТО	$1,46 \cdot I_H$	6,01 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_1	$0,10 \cdot Z_H$	1,37 Ом
			$Z_{НАГР}$	$7,61 \cdot Z_1$	13,71 Ом
		2 ступень	Z_2	$0,35 \cdot Z_H$	4,80 Ом
			$Z_{НАГР \Phi}$	$0,68 \cdot Z_2$	5,21 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	I_p СИГН	$1,07 \cdot I_{p.H}$	1,52 А
		ПО	I_p ПУСК	$1,10 \cdot I_{p.H}$	1,56 А
		ОТС	I_p ТО	$2,24 \cdot I_{p.H}$	3,19 А

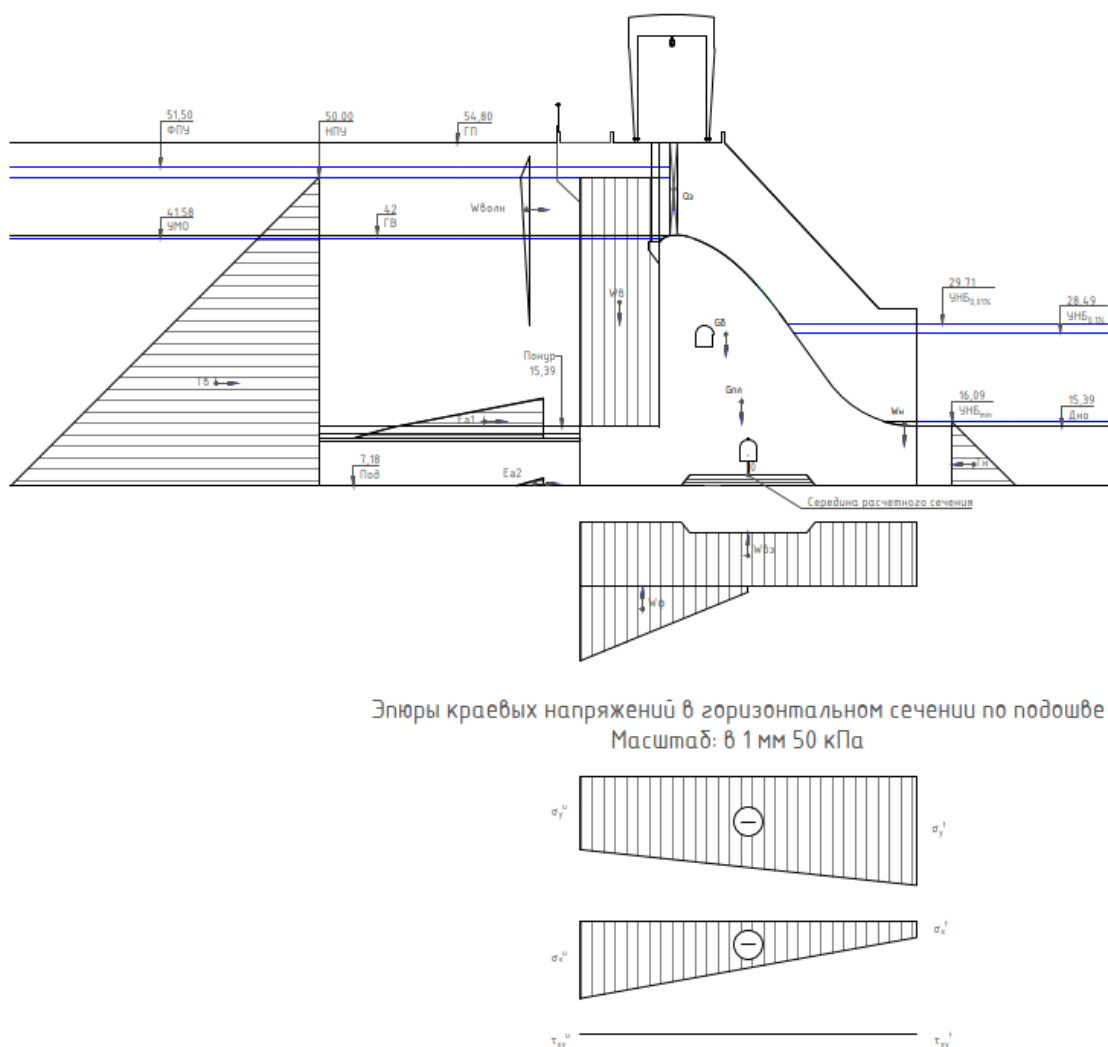
Окончание приложения Г

Таблица Г.2 — Матрица отключений защит

Действие Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ	
Наименование	Обозначение								
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_2	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 степень t_1	+	+					
		2 степень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ТО I	t_1						+
			t_2				+		
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ТО	t_1						+
			t_2				+		
ДЗ	$Z <$	1 степень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 степень	t_1						+
			t_2				+		
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		ТО		+	+				
Защита ТВ	$I >> TB$	ТО	+	+					
	$I > TB$	МТЗ	+	+					

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Компановка и сооружения гидроузла



Эпюры крайних напряжений в горизонтальном сечении по подошве
Масштаб: в 1 мм 50 кПа

Рисунок Д.1 – Нагрузки, действующие на плотину

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Система вибрационного контроля гидроагрегатов

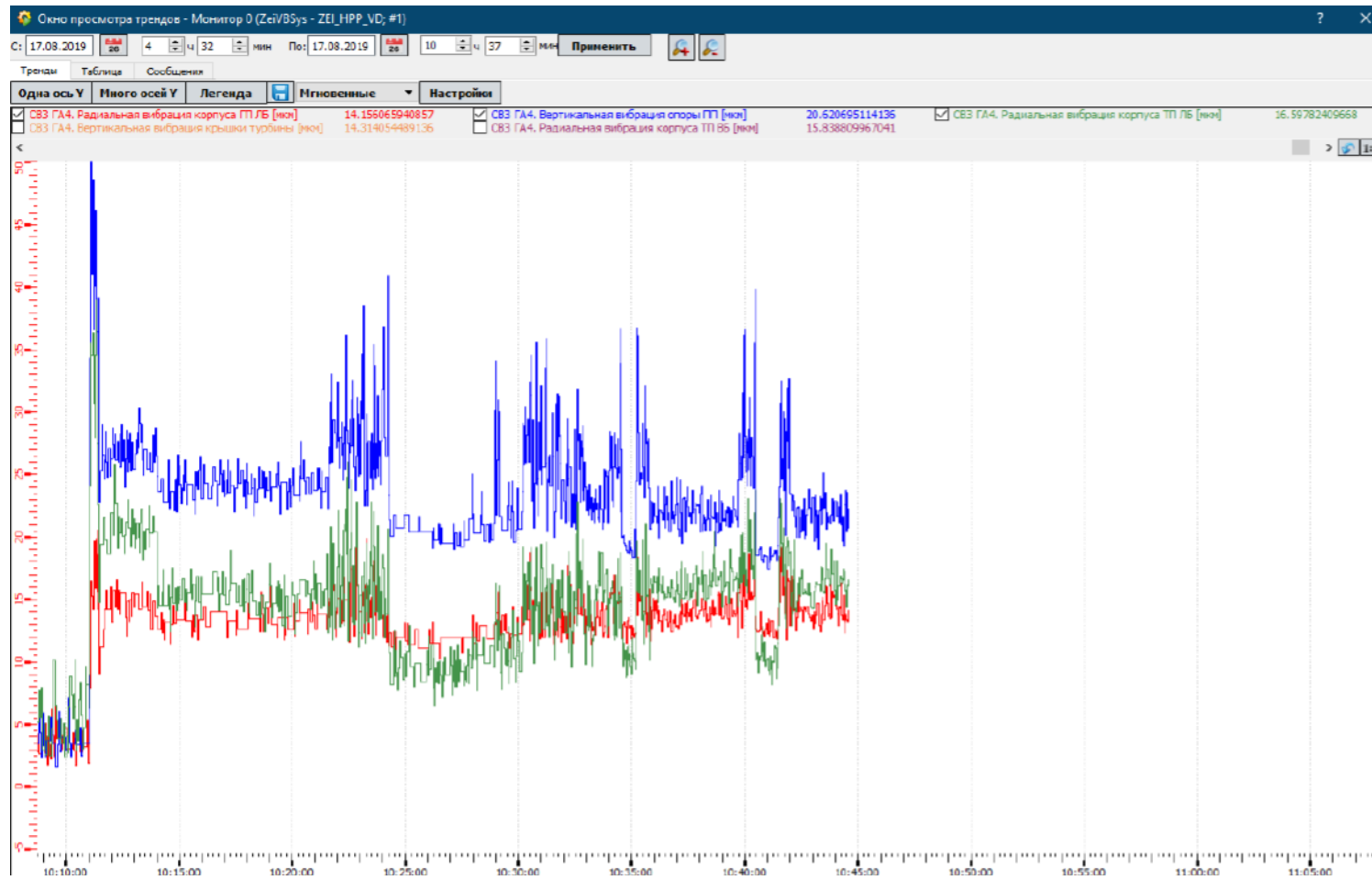


Рисунок Е.1 – Снимок окна просмотра трендов по параметру

Продолжение приложения Е

Таблица Е.1 – Уставки предупредительной и аварийной сигнализации по каналам относительного перемещения вала ГА

№ п/п	Название сигнала	Параметр	Срабатывание, мкм	Отпускание, мкм	Задержка срабатывания, сек	Действие
DB1. Биение вала в районе генераторного подшипника (левый берег) DB2. Биение вала в районе генераторного подшипника (верхний бьеф)						
1	Предупредительная сигнализация	2А	440	400	10	Сигнализация
2	Аварийная сигнализация	2А	540	500	10	Сигнализация, Останов
DB3. Вертикальное биение зеркала подпятника (левый берег) DB4. Вертикальное биение зеркала подпятника (верхний бьеф)						
1	Предупредительная сигнализация	2А	250	210	10	Сигнализация
2	Аварийная сигнализация	2А	280	240	10	Сигнализация, Останов
DB7. Биение вала в районе турбинного подшипника (левый берег) DB8. Биение вала в районе турбинного подшипника (верхний бьеф)						
1	Предупредительная сигнализация	2А	465	425	10	Сигнализация
2	Аварийная сигнализация	2А	620	580	10	Сигнализация, Останов

Окончание приложения Е

Таблица Е.2 – Уставки предупредительной и аварийной сигнализации по каналам абсолютного виброперемещения опорных узлов ГА

№ п/п	Название сигнала	Параметр	Срабатывание, мкм	Отпускание, мкм	Задержка срабатывания, сек	Действие
DV1. Радиальная вибрация генераторного подшипника (левый берег) DV2. Радиальная вибрация генераторного подшипника (верхний бьеф)						
1	Предупредительная сигнализация	СКЗ (2А) 0,8-200 Гц	60 (165)	55 (151)	10	Сигнализация
2	Аварийная сигнализация	СКЗ (2А) 0,8-200 Гц	80 (220)	75 (206)	10	Сигнализация, Останов
DV3. Вертикальная вибрация опоры подпятника						
1	Предупредительная сигнализация	СКЗ (2А) 0,8-200 Гц	75 (206)	70 (192)	10	Сигнализация
2	Аварийная сигнализация	СКЗ (2А) 0,8-200 Гц	100 (275)	95 (261)	10	Сигнализация, Останов
DV4. Радиальная вибрация турбинного подшипника (левый берег) DV5. Радиальная вибрация турбинного подшипника (верхний бьеф)						
1	Предупредительная сигнализация	СКЗ (2А) 0,8-200 Гц	60 (165)	55 (151)	10	Сигнализация
2	Аварийная сигнализация	СКЗ (2А) 0,8-200 Гц	80 (220)	75 (206)	10	Сигнализация, Останов
DV6. Вертикальная вибрация крышки турбины						
1	Предупредительная сигнализация	СКЗ (2А) 0,8-200 Гц	75 (206)	70 (192)	5	Сигнализация
2	Аварийная сигнализация	СКЗ (2А) 0,8-200 Гц	100 (275)	95 (261)	5	Сигнализация, Останов

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«**СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Гидроэлектроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись

А.А. Ачитаев
инициалы фамилия

« 20 » июня 2023 г.

БАКАЛАВРСАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯРНЕМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОНЕГА.
СИСТЕМА ВИБРАЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ
тема

Руководитель  20.06.23
подпись, дата

Старший преподаватель,
Саяно-Шушенского
филиала СФУ
должность, место работы

А.М. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник  20.06.23
подпись, дата

А.И. Зеленина
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2023

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ярнемской ГЭС на реке Онега. Система вибрационного контроля гидроагрегатов»
название ВКР

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

Акс 16.06.23 А.Т. Арзамас
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайд 17.06.23 В.Ю. Забеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В.С 09.06.23 А.В. Моришкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Акс 16.06.23 Н.Т. Шоломо
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Варшав 20.04.23 М.С. Варшавкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

С.П. 08.06.23 Решотникова С.С.
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

А.В.М 14.06.23 Т.С.С.
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

А.В. 17.04.23 В.А. Каргасов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. 21.04.23 В.В. Лапачева
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Акс 16.06.23 С.Е. Азаров
подпись, дата инициалы, фамилия