

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


А.Ю. Погоняйченко

подпись

« 05 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АДАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АДАН.
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ
ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС - ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ АВТОМАТИКА, АСУ
ТП АГРЕГАТНОГО УРОВНЯ**

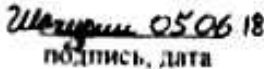
Руководитель


подпись, дата

Зам начальника СТСУ
Филиала ПАО «РусГидро»
— «Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

С.А. Шахурин
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алданской ГЭС на реке Алдан. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика, АСУ ТП агрегатного уровня».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

Зайнов 11.06.18
ПОДПИСЬ, ДАТА

Е.Ю. Зайнова
ИНДИКАЦИЯ, ФИОМН, ИТО

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. Масленников 11.06.18
ПОДПИСЬ, ДАТА

А.В. Масленников
ИНДИКАЦИЯ, ФИОМН, ИТО

Электрическая часть

И.Ю. Родионова 05.06.18
ПОДПИСЬ, ДАТА

И.Ю. Родионова
ИНДИКАЦИЯ, ФИОМН, ИТО

Устройства РЗА

А.В. Масленников 05.06.18
ПОДПИСЬ, ДАТА

А.В. Масленников
ИНДИКАЦИЯ, ФИОМН, ИТО

Компоновка и сооружения гидроузла

И.Ю. Родионова 06.06.18
ПОДПИСЬ, ДАТА

И.Ю. Родионова
ИНДИКАЦИЯ, ФИОМН, ИТО

Охрана труда. Пожарная безопасность,
Охрана окружающей среды

И.Ю. Родионова 05.06.18
ПОДПИСЬ, ДАТА

И.Ю. Родионова
ИНДИКАЦИЯ, ФИОМН, ИТО

Технико-экономические показатели

А.В. Масленников 06.06.18
ПОДПИСЬ, ДАТА

А.В. Масленников
ИНДИКАЦИЯ, ФИОМН, ИТО

Нормоконтролёр

А.А. Зайнова 15.06.18
ПОДПИСЬ, ДАТА


А.А. Зайнова
ИНДИКАЦИЯ, ФИОМН, ИТО

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

Подпись

«05» 06 2018 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Шахурину Сергею Андреевичу.
Группа ГЭ14-01Б. Направление 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника.
Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Алданской ГЭС на реке Алдан. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС - технологическая автоматика, АСУ ТП агрегатного уровня».

Утверждена приказом по университету № Адв.б от 13.03 2018 г.

Руководитель ВКР А.Н. Сивцов, зам начальника СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компонировка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика, АСУ ТП агрегатного уровня.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Алданской ГЭС; поперечный разрез по стационарной части Алданской ГЭС; главная схема Алданской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Алданской ГЭС с эшорами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Алданской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Алданской ГЭС; иллюстрационные материалы к спец.вопросу.

Руководитель ВКР



подпись

А.Н. Сивцов

Задание принял к исполнению



подпись

С.А. Шахурин

«05» 06 2018 г.

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

ОТЗЫВ

руководителя Сивцова Александра Николаевича, заместителя начальника
СТСУ Филиала ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени
П.С.Непорожнего»

о бакалаврской работе «Проектирование Алданской ГЭС на реке Алдан.
Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС –
технологическая автоматика, АСУ ТП агрегатного уровня»
Шахурин Сергей Андреевича

Бакалаврская работа, разработанная Шахуриным С.А., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 138 листах пояснительной записки, 6 чертежах и 2 плакатах.

В бакалаврской работе подробно разобраны все части проекта, рассчитаны и выбраны гидросооружения, основное и вспомогательное оборудование, электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

Следует отметить инженерный подход дипломника к выбору технических решений в проектных разработках. Все принятые решения соответствуют техническим требованиям, действующим в настоящее время. В объеме индивидуального задания рассмотрен вопрос систем технологической автоматика, АСУ ТП агрегатного уровня.

К основным замечаниям дипломного проекта можно отнести следующее: не проведен сравнительный анализ вариантов при выборе главной электрической схемы распределительного устройства 220 кВ.

Следует отменить аккуратность данной работы, четкость и последовательность изложения пояснительной записки. В процессе работы Шахурин С.А. показал хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению работы, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Алданской ГЭС на реке Алдан. Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика, АСУ ТП агрегатного уровня» заслуживает отличной оценки, а его разработчик Шахурин С.А. присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 09.06.18


(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АЛДАНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Общие сведения.....	9
1.1 Общие сведения о районе строительства	9
1.2 Инженерно – геологические условия	9
1.3 Сейсмологические условия.....	9
2 Водноэнергетический расчет	10
2.1 Гидрологические данные	10
2.2 Характеристика энергетической системы	11
2.3 Потери воды из водохранилища.....	12
2.4 Кривые связи	12
2.5 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	14
2.6 Выбор расчетного средневодного и маловодного года	16
2.7 Построение суточного графика нагрузки.....	17
2.8 Построение годового графика нагрузки энергосистемы	18
2.9 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы (ВХК)	20
2.10 Водноэнергетический расчет	22
2.11 Определение рабочей и установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	23
3 Основное и вспомогательное оборудование	24
3.1 Выбор оборудования с использованием ГУХ.....	24
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	28
3.3 Определение геометрических размеров проточной части	30
3.4 Расчет вала на прочность	34
3.5 Расчет подшипника.....	34
3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала.....	35
3.7 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки.....	36
3.8 Выбор электрогидравлического регулятора	36
3.9 Выбор типа серийного гидрогенератора	37
4 Электрическая часть	38
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	38
4.2 Выбор типа блоков ГЭС.....	39
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов высокого напряжения для схемы с простыми блоками	39
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с объединенными блоками.....	40
4.2.3 Выбор синхронных генераторов	42
4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	42
4.2.5 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта	42

4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий	44
4.4	Выбор схемы РУ ВН	44
4.5	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительном устройстве высокого напряжения и на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTR WIN 3»	45
4.6	Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме	47
4.6.1	Выбор генераторного выключателя	47
4.6.2	Выбор выключателя ОРУ 220 кВ	48
4.6.3	Выбор разъединителей 220 кВ	49
4.6.4	Прочее оборудование	49
5	Релейная защита и автоматика	51
5.1	Перечень защит основного оборудования	51
5.2	Технические данные защищаемого оборудования	53
5.3	Расчёт номинальных токов	54
5.4	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	54
5.5	Описание защит и расчет их уставок	55
5.5.1	Продольная дифференциальная защита генератора	55
5.5.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	57
5.5.3	Защита от повышения напряжения	60
5.5.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	60
5.5.5	Защита от симметричных перегрузок	64
5.5.6	Дистанционная защита генератора	66
5.5.7	Защита ротора от перегрузки	69
6	Компоновка и сооружения гидроузла	71
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения	71
6.2	Определение отметки гребня плотины	71
6.2.1	Грунтовая плотина	71
6.3	Гидравлические расчеты	73
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	74
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	75
6.3.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	77
6.4	Построение профиля водосливной грани	78
6.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	79
6.6	Гашение энергии потока	80
6.7	Рисберма	82
6.8	Определение пропускной способности донных отверстий	85
6.9	Конструирование основных элементов плотины	86
6.9.1	Определение ширины и отметки подошвы плотины	86
6.9.2	Подземный контур плотины	88
6.9.3	Быки	89
6.9.4	Устои	89
6.9.5	Разрезка плотины швами	89

6.9.6	Галереи	90
6.9.7	Конструктивные элементы нижнего бьефа	90
6.10	Определение основных нагрузок на плотину	90
6.10.1	Вес сооружения	90
6.10.2	Сила гидростатического давления воды.....	91
6.10.3	Равнодействующая взвешивающего давления	92
6.10.4	Фильтрационный расчет.....	92
6.10.5	Волновое давление.....	94
6.11	Оценка прочности плотины	94
6.12	Критерии прочности плотины и ее основания.....	97
6.13	Расчет устойчивости плотины	98
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	100
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	100
7.2	Пожарная безопасность	100
7.3	Охрана труда и техника безопасности	102
8	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	108
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	108
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	108
8.3	Налоговые расходы.....	111
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	112
8.5.1	Методология, исходные данные.....	112
8.5.2	Коммерческая эффективность	113
8.5.3	Бюджетная эффективность	114
8.6	Анализ чувствительности	114
9	Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика АСУ ТП – агрегатного уровня.....	117
9.1	Назначение, состав и функции системы.....	117
9.2	Состав, обеспечивающий реализацию АСУ ТП.....	118
9.2.1	Программно - технический комплекс	118
9.3	Описание систем технологического управления агрегатом.....	119
9.3.1	ПТК Основного оборудования	119
9.3.2	ПТК гидроагрегата.....	119
9.3.3	ПТК РЗА.....	120
9.3.4	Система возбуждения	120
9.3.5	ПТК виброконтроля.....	120
9.3.6	ПТК системы теплосконтроля.....	121
9.3.7	Вспомогательные системы гидроагрегата.....	121
9.4	Промышленные сети.....	122
9.4.1	Сеть DeviceNet.....	122
9.4.2	Сеть Ethernet	122
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	123
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Интегральные кривые нагрузки и водноэнергетические расчеты	125

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Параметры и характеристики проектируемой гидротурбины	131
ПРИЛОЖЕНИЕ В Таблица уставок и матрица отключений защит	137

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АЛДАНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Алдан;
2. Местонахождение ГЭС Республика Саха (Якутия);
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 1714 м³/с;
 - б) всех турбин 1500 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1% 13938 м³/с;
0,1% 17220 м³/с;
 - г) минимальный 250 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 333 м;
ФПУ 334 м;
УМО 323 м
 - в) объемы:
полный 25 км³;
полезный 19 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 39 м;
 - б) расчетный 32 м;
 - в) минимальный 24 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 450 МВт;
гарантированная 370 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 2,4 млрд. кВт·ч;
7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная грунтовая плотина 608 м;
 - б) правобережная грунтовая плотины 308 м;
 - в) стационарная 134 м;
 - г) водосливная 220 м;
8. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 8 отверстия 8×24;

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции являются сложным природно-техническими комплексами. Их проектирование, строительство и эксплуатация требуют знакомства с широким кругом общетехнических и специальных дисциплин.

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию ее параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость электроэнергии ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразование электроэнергии на рынке ее сбыта.

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

Строительство Алданской ГЭС позволит решить такие задачи как устранить дефицит электроэнергии в Южно – Якутском энергорайоне, а так же для дальнейшего развития Якутии, проектируемая станция создаст надежную энергетическую базу для добычи и переработки полезных ископаемых. Возможен экспорт электроэнергии за границу. Основными направлениями экспортных поставок электроэнергии являются Китай.

1 Общие сведения

1.1 Общие сведения о районе строительства

Алданский гидроузел расположен на Дальнем Востоке России, на реке Алдан (правый приток Лены, протекает в пределах Якутии) в 40 км выше по течению от города Томмот.

Бассейн Алдана расположен в зоне развития многолетней мерзлоты и неглубокого залегания коренных кристаллических пород. Река берёт начало на северном склоне Станового хребта. В пределах Алданского нагорья течёт в каменистом русле со множеством перекатов.

Питание реки снеговое и дождевое. Половодье наблюдается с мая по июль, когда уровень воды повышается на 7 – 10 м. Паводки наблюдаются также в августе и сентябре. Зимний расход мал (4 % годового), в феврале - апреле обычно не превышает 230-300 м³/с. Ледостав длится около семи месяцев, замерзание начинается в конце октября, вскрытие - в мае.

В районе расположения гидроузла долина сжата с обеих сторон высокими гранитными берегами. Большая часть Алдана судоходна, от его устья до населенного пункта Томмот, что дает преимущество при строительстве гидроузла.

Рассматриваемая территория относится к умеренно холодному климату с холодной длинной зимой и достаточно теплым коротким летом. В течение года выпадает значительное количество осадков. Даже во время самого засушливого месяца выпадает много осадков. Абсолютный максимум температуры воздуха достигает 20⁰, абсолютный минимум падает до минус 30⁰.

1.2 Инженерно – геологические условия

В основе сооружения залегает гранит. Ширина по створу 1276 метров. Дно находится на отметке 293 метров.

1.3 Сейсмологические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2014) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Алданской ГЭС равна 6 баллам шкалы MSK-64.

2 Водноэнергетический расчет

2.1 Гидрологические данные

Гидрологический ряд расходов воды за период с 1932-1981 годы, приведен в таблице 2.1. Год делится на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодье (межень). К периоду половодья относятся V,VI,VII,VIII,IX месяцы, к периоду межени относятся I,II,III,IV,X,XI,XII месяцы.

Таблица 2.1-Гидрологические данные по реке Алдан

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q _{срд.зн}
1932	109	103	103	103	2851	1449	2046	4049	3194	343	234	143	1227
1933	137	126	114	114	3229	12909	6677	2537	2517	349	177	114	2417
1934	114	109	103	103	2269	2481	6120	4206	1891	343	240	154	1511
1935	126	114	109	109	2526	11509	5234	2269	2480	417	211	143	2104
1936	120	109	109	103	2389	3115	3006	3663	2257	617	194	126	1317
1937	114	109	103	103	4086	4864	3794	4246	5383	486	217	143	1971
1938	126	114	109	109	3629	4349	2280	2531	1480	503	240	177	1304
1939	126	114	109	109	3794	3829	5949	6634	2446	400	229	177	1993
1940	137	120	114	114	3354	13438	5303	2791	2423	389	246	189	2385
1941	149	120	114	120	2743	8366	3526	5949	4469	720	257	177	2226
1942	149	137	114	109	3051	6366	5274	3509	3091	520	263	177	1897
1943	131	114	109	109	5583	7881	4840	4069	2400	783	400	251	2222
1944	171	126	114	109	4120	6509	3663	2406	1909	646	354	217	1695
1945	109	103	97	97	7594	7269	3874	2314	2189	366	143	126	2023
1946	120	109	103	97	1660	8084	4277	1609	1771	366	320	160	1556
1947	137	109	97	97	2966	6269	4954	4380	1843	491	183	131	1805
1948	114	103	97	97	3931	3008	2909	1090	1126	246	166	120	1084
1949	114	103	97	97	1743	6046	4000	2560	1674	560	274	149	1451
1950	114	109	103	97	1826	6661	5017	2531	1880	429	211	143	1593
1951	109	97	97	97	3480	4824	3543	3274	2863	434	251	160	1602
1952	109	103	97	97	1629	6618	3194	2337	1646	274	194	137	1370
1953	114	103	97	97	1794	6446	4869	2286	2251	497	200	137	1574
1954	120	109	103	103	2994	7075	4349	2743	1709	383	246	160	1674
1955	131	120	109	103	2326	8889	4506	1723	1746	680	303	183	1735
1956	131	109	103	97	1589	4495	2931	1983	1191	194	183	131	1095
1957	126	120	109	109	4600	5932	3591	1729	2457	429	251	206	1638
1958	126	103	97	97	1909	5932	2914	1686	3886	451	263	166	1469

Окончание таблицы 2.1

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Q _{срд.зн}
1959	126	103	97	103	7200	5389	4371	2754	3474	743	223	143	2061
1960	114	103	103	97	7600	7275	3880	2320	2194	371	149	143	2029
1961	126	114	109	103	1566	8189	4283	1614	1777	371	326	194	1564
1962	143	114	103	103	2971	6275	4960	4386	1849	497	189	137	1811
1963	120	109	97	103	3037	3424	2714	1686	1231	274	171	126	1091
1964	137	103	103	103	2931	5909	2537	4371	3017	337	206	160	1660
1965	126	103	97	97	2754	2418	1303	1274	1600	486	269	223	896
1966	177	137	120	126	5691	6046	3520	1886	2909	429	206	149	1783
1967	114	103	97	97	3760	5989	3829	3137	6286	411	200	154	2015
1968	120	114	103	103	1709	4589	1989	1017	960	166	143	120	928
1969	103	97	97	97	2746	1244	2040	4343	3189	337	229	137	1221
1970	131	120	109	109	2223	10132	7171	2513	2211	343	171	109	2113
1971	109	103	97	97	2263	2475	6114	4200	1966	337	234	149	1512
1972	120	109	103	103	2520	11704	5129	2186	2474	411	206	137	2100
1973	114	109	103	97	2383	3109	3000	3657	2251	629	183	137	1314
1974	109	103	97	103	4080	4858	3726	4240	5377	480	211	137	1960
1975	120	109	103	103	3623	4344	2274	2526	1474	497	234	171	1298
1976	120	109	103	103	3789	3824	5943	6629	2440	394	223	171	1987
1977	131	114	109	109	3417	13732	5297	2486	2417	383	240	183	2385
1978	143	120	109	114	2737	8475	3520	5943	4463	714	251	171	2230
1979	143	131	109	103	1946	7461	5269	3503	3086	514	257	171	1891
1980	126	114	103	103	5577	7875	4834	4063	2394	777	394	246	2217
1981	160	120	103	103	4114	6504	3657	2400	1903	640	349	234	1691

2.2 Характеристика энергетической системы

По отчетным данным, выработка электроэнергии электростанциями ОЭС Востока за 2015 год составила 35,6 млрд. кВт · ч. Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Якутии» (Якутское РДУ) входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока. Среднегодовая выработка Якутского РДУ составляет 8 млрд. кВт · ч. Наиболее крупными объектами генерации являются Вилюйская ГЭС. Суточный график нагрузки для зимнего и летнего периода приведен на рисунке 2.1.

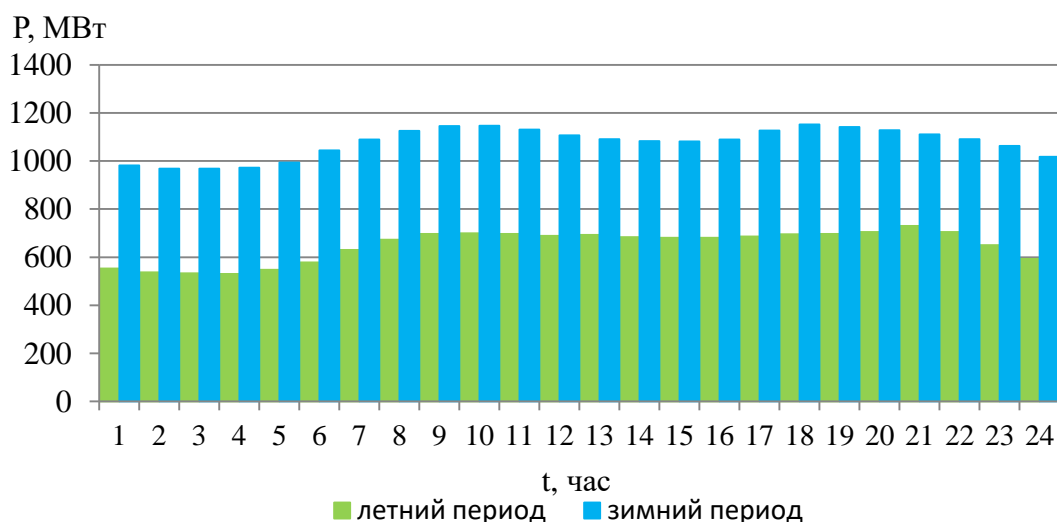


Рисунок 2.1 – Суточный график нагрузки

2.3 Потери воды из водохранилища

Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI
Требование ВХК	480	480	480	960	960	960
Фильтрация	0	0	0	4	4	4
Испарение	1	1	1	1	1	1
Ледообразование	50	50	0	-99	-149	0

Окончание таблицы 2.2

Q, м ³ /с	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требование ВХК	960	960	960	480	480	480
Фильтрация	5	4	4	4	0	0
Испарение	1	1	1	1	1	1
Ледообразование	0	0	0	50	50	50

2.4 Кривые связи

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 2.3, а кривые связи представлены на рисунках 2.2 и 2.3.

Таблица 2.3 – Координаты кривых связи и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
Z _{ВБ} , м	V, км ³	зимняя		летняя	
		Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с
293,02	0,0	293	0	293	0
312,89	3,0	298	1200	298	1500
323,06	6,0	300,7	3320	300,7	4150

Окончание таблицы 2.3

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
327,98	9,0	302,8	6240	302	6000
330,31	12,0	303,5	7500	303	7800
331,48	15,0	304,7	9840	304	9700
332,17	18,0	305,5	12000	305	12300
332,62	21,0	306	14000	305,5	14500
332,92	24,0	306,5	17000	306	17500
334,15	27,0	307	20000	306,4	20000

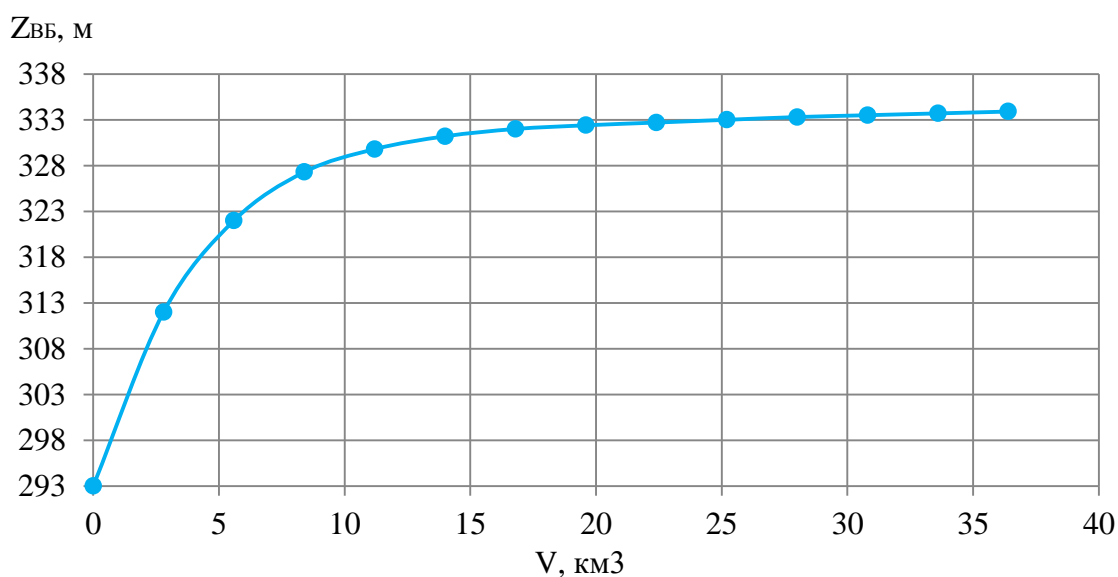


Рисунок 2.2 - Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

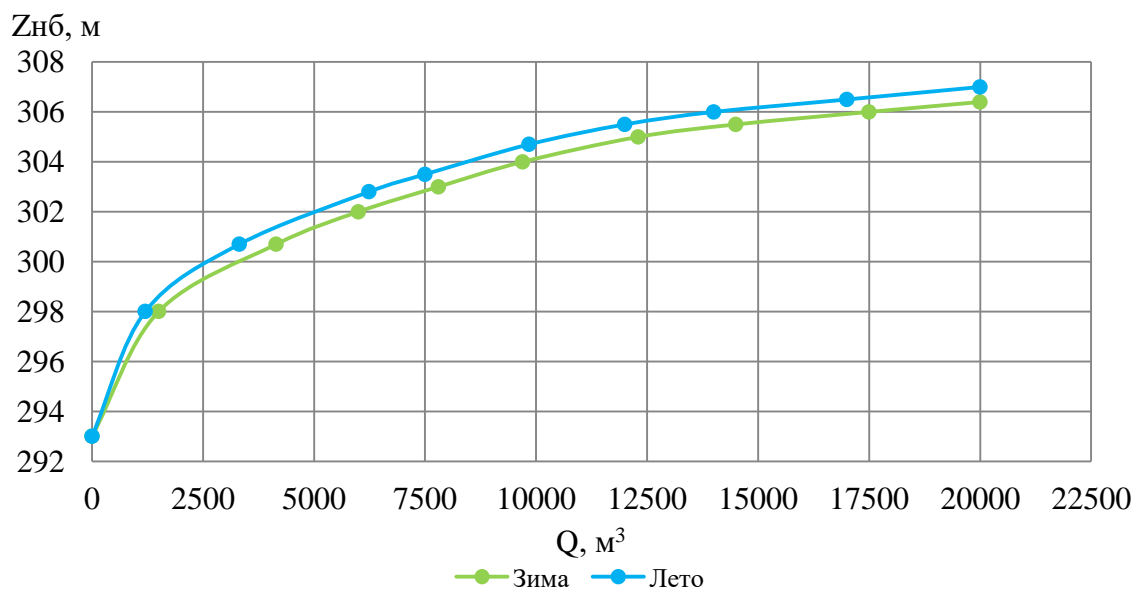


Рисунок 2.3- Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

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

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле 2.1.

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

где $P(m)$ – обеспеченность;

m – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Результаты расчетов для среднегодовых, среднеполноводных и среднемеженных расходов приведены в таблице 2.4 и проранжированны.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются соответственно $P = 90\%$ и $P = 50\%$.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.4.

Таблица 2.4 – Проранжированные в порядке убывания данные

Годы	Q _{ср.год} , м ³ /с	№	P%	Годы	Q _{ср.меж.ранж} , м ³ /с	Годы	Q _{ср.пол.ранж} , м ³ /с
1933	2417	1	1,96	1943	271	1933	5574
1940	2385	2	3,92	1980	266	1977	5470
1977	2385	3	5,88	1944	248	1940	5462
1978	2230	4	7,84	1981	244	1978	5028
1941	2226	5	9,80	1941	237	1941	5011
1943	2222	6	11,76	1955	233	1943	4955
1980	2217	7	13,73	1978	232	1980	4949
1970	2113	8	15,69	1959	220	1970	4850
1935	2104	9	17,65	1942	210	1935	4804
1972	2100	10	19,61	1979	204	1972	4803
1959	2061	11	21,57	1965	200	1960	4654
1960	2029	12	23,53	1949	199	1945	4648
1945	2023	13	25,49	1936	197	1959	4638
1967	2015	14	27,45	1938	197	1967	4600
1939	1993	15	29,41	1973	196	1939	4530
1976	1987	16	31,37	1957	193	1976	4525
1937	1971	17	33,33	1966	192	1937	4475
1974	1960	18	35,29	1961	192	1974	4456
1942	1897	19	37,25	1975	191	1942	4258
1979	1891	20	39,22	1940	187	1979	4253
1962	1811	21	41,18	1958	186	1962	4088

Окончание таблицы 2.4

Годы	Qср.год, м3/с	№	P%	Годы	Qср.меж.ранж, м3/с	Годы	Qср.пол.ранж, м3/с
1947	1805	22	43,14	1962	184	1947	4082
1966	1783	23	45,10	1937	182	1966	4010
1955	1735	24	47,06	1946	182	1955	3838
1944	1695	25	49,02	1977	181	1954	3774
1981	1691	26	50,98	1939	181	1964	3753
1954	1674	27	52,94	1947	178	1944	3721
1964	1660	28	54,90	1951	178	1981	3716
1957	1638	29	56,86	1953	178	1957	3662
1951	1602	30	58,82	1974	177	1951	3597
1950	1593	31	60,78	1935	176	1950	3583
1953	1574	32	62,75	1954	175	1953	3529
1961	1564	33	64,71	1976	175	1961	3486
1946	1556	34	66,67	1950	172	1946	3480
1971	1512	35	68,63	1972	170	1971	3404
1934	1511	36	70,59	1967	168	1934	3393
1958	1469	37	72,55	1934	167	1958	3265
1949	1451	38	74,51	1964	164	1949	3205
1952	1370	39	76,47	1932	163	1952	3085
1936	1317	40	78,43	1933	162	1936	2886
1973	1314	41	80,39	1971	161	1973	2880
1938	1304	42	82,35	1969	157	1938	2854
1975	1298	43	84,31	1970	156	1975	2848
1932	1227	44	86,27	1960	154	1932	2718
1969	1221	45	88,24	1945	149	1969	2712
1956	1095	46	90,20	1952	144	1956	2438
1963	1091	47	92,16	1963	143	1963	2418
1948	1084	48	94,12	1956	135	1948	2413
1968	928	49	96,08	1948	135	1968	2053
1965	896	50	98,04	1968	124	1965	1870

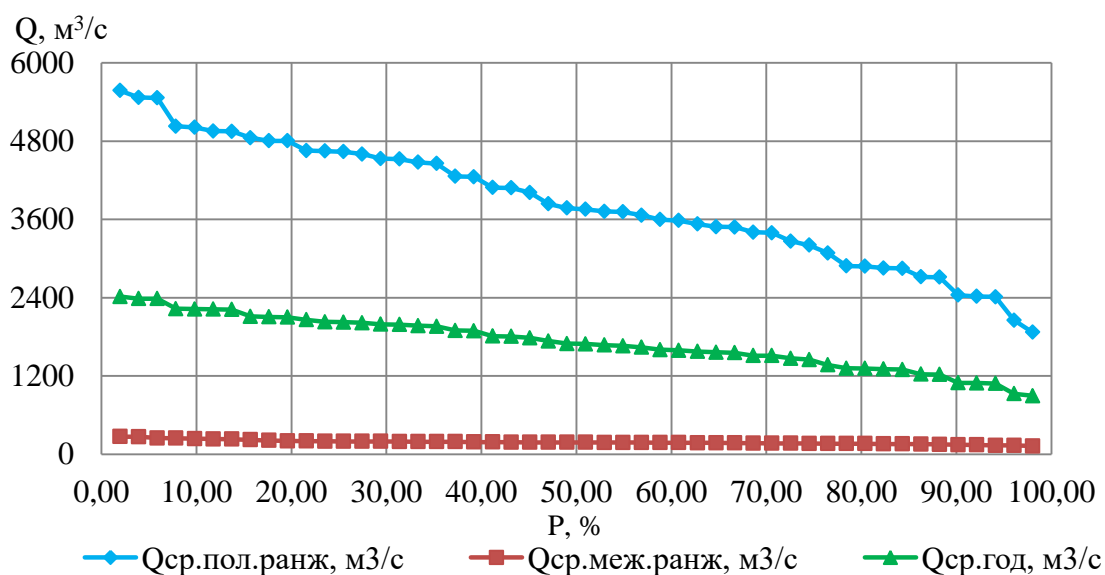


Рисунок 2.4 - Эмпирические кривые обеспеченности

2.6 Выбор расчетного средневодного и маловодного года

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%.

1954:

$$K_M = \frac{Q_{1947}}{Q_{1954}} = \frac{178}{175} = 1,01, \quad (2.2)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{1944}}{Q_{1954}} = \frac{3721}{3774} = 0,98, \quad (2.3)$$

Умножая месяцы, относящиеся к половодью на K_{II} а месяцы, относящиеся к межени на K_M приводим средневодный год к типичному. Расход каждого месяца маловодного года должен быть меньше или равен расходу соответствующего средневодного месяца. Если условие не выполняется, то производится корректировка. В таблице 2.5 и 2.6 представлены расчеты для средневодного и маловодного года.

Таблица 2.5 - Расчётный средневодный год без приведения и с приведением

50%							
№ года	Год	1	2	3	4	5	6
23	1954	120	109	103	103	3994	5075
С уч.коэф		122	111	105	105	3938	5004

Окончание таблицы 2.5

50%								
№ года	Год	7	8	9	10	11	12	Q _{ср.год}
23	1954	4049	3043	2709	383	246	160	1674
С уч.коэф		3992	3000	2671	390	250	163	1674

По кривой обеспеченности определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 90%.

1963:

$$K_M = \frac{Q_{1963}}{Q_{1963}} = \frac{143}{143} = 1, \quad (2.4)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{1963}}{Q_{1963}} = \frac{2418}{2418} = 1, \quad (2.5)$$

Таблица 2.6 - Расчётные маловодный года без приведения и с приведением

		90%					
№ года	Годы	1	2	3	4	5	6
32	1963	120	109	97	103	3037	3424
С уч.коэф		120	109	97	103	3037	3424

Окончание таблицы 2.6

		90%						
№ года	Год	7	8	9	10	11	12	Q _{ср.год}
32	1963	2714	1686	1231	274	171	126	1091
С уч.коэф		3992	2714	1686	1231	274	171	126

Расчетный гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.5.

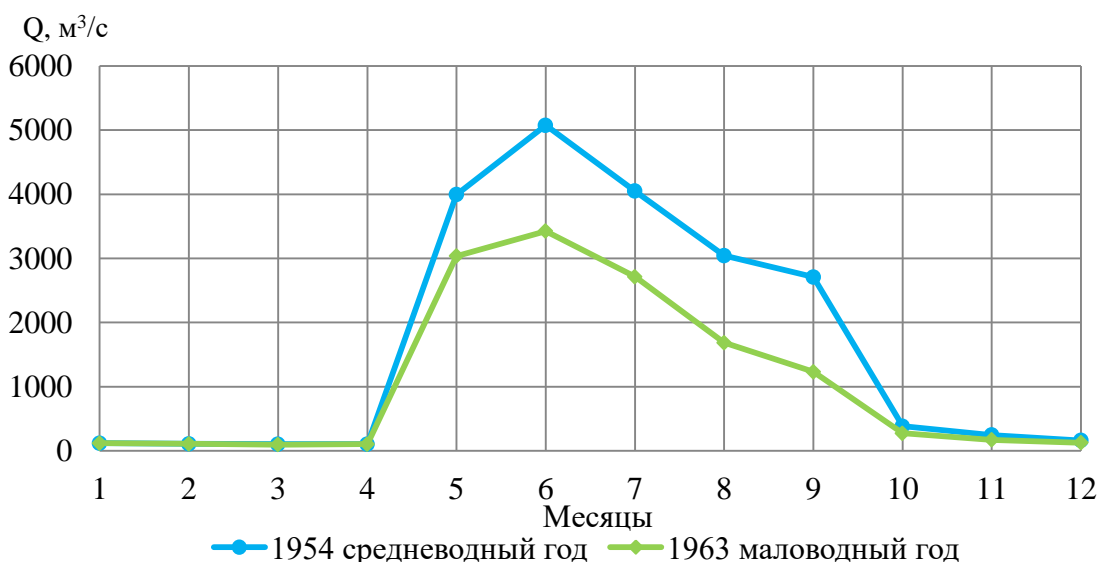


Рисунок 2.5 - Гидрографы маловодного и средневодного годов P90% и P50%

2.7 Построение суточного графика нагрузки

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

Используя суточные мощности можем построить интегральную кривую нагрузки по координатам представленным в таблице 2.7.

Таблицы 2.7 - Данные для построения ИКН зимних и летних суток

График нагрузки	Интегральная кривая нагрузки					
	P _{зима}	P _{лето}	P _{зима}	Э _{зима}	P _{лето}	Э _{лето}
t, час	МВт	МВт	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч
1	982	554	5,45	0,01	25,20	0,03
2	968	537	6,13	0,01	25,65	0,03

Окончание таблицы 2.7

t, час	График нагрузки		Интегральная кривая нагрузки			
	P _{зима} МВт	P _{лето} МВт	P _{зима} МВт	Э _{зима} млн кВт·ч	P _{лето} МВт	Э _{лето} млн кВт·ч
3	968	532	10,22	0,02	30,88	0,04
4	972	530	21,80	0,06	33,15	0,05
5	994	547	24,30	0,08	33,37	0,05
6	1044	578	25,66	0,09	34,28	0,06
7	1090	630	26,11	0,09	35,64	0,07
8	1126	673	41,78	0,21	38,14	0,09
9	1146	697	45,18	0,24	41,55	0,12
10	1147	700	60,62	0,40	44,27	0,14
11	1130	696	60,85	0,40	46,54	0,17
12	1107	689	61,99	0,42	49,72	0,21
13	1091	692	62,89	0,43	49,72	0,21
14	1083	684	69,48	0,52	57,67	0,32
15	1081	681	70,61	0,54	79,69	0,65
16	1089	681	89,69	0,84	100,81	0,99
17	1126	686	108,30	1,16	137,14	1,60
18	1152	695	134,87	1,64	152,80	1,89
19	1142	697	157,80	2,07	176,87	2,34
20	1128	705	170,52	2,33	183,00	2,47
21	1110	730	179,60	2,52	193,45	2,69
22	1091	705	183,91	2,61	197,99	2,79
23	1062	651	184,37	2,62	200,48	2,84
24	1017	593	1152,06	25,85	730,42	15,56

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учетом введенных в работу ГЭС. (Приложение А, рисунок А.1, А.2).

2.8 Построение годового графика нагрузки энергосистемы

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.6)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, определяемые по формулам 2.7, 2.8.

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.8)$$

где $P_{зим}^{max}$ – максимальная нагрузка за зиму;
 $P_{лет}^{max}$ – максимальная нагрузка за лето.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитываем аналогично:

$$P_t^{cp} = a + b \cdot (30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.9)$$

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки представлены в таблицах 2.8 и 2.9.

Таблица 2.8 – Расчетная таблица для построения графика максимальных годовых нагрузок

t , мес	$\cos(30^0 \cdot t - 15^0)$	a	b	P_{max} , МВт
1	0,97	941	211	1145
2	0,71			1090
3	0,26			996
4	-0,26			887
5	-0,71			792
6	-0,97			737
7	-0,97			737
8	-0,71			792
9	-0,26			886
10	0,26			995
11	0,71			1090
12	0,97			1145

Таблица 2.9 – Расчетная таблица для построения графика среднегодовых нагрузок

t , мес	$\cos(30^0 \cdot t - 15^0)$	a	b	P_{max} , МВт
1	0,97	863	214	1070
2	0,71			1014
3	0,26			918
4	-0,26			807
5	-0,71			711
6	-0,97			656
7	-0,97			656
8	-0,71			711
9	-0,26			807
10	0,26			918
11	0,71			1014
12	0,97			1070

График средних и максимальных мощностей представлен на рисунке 2.6.

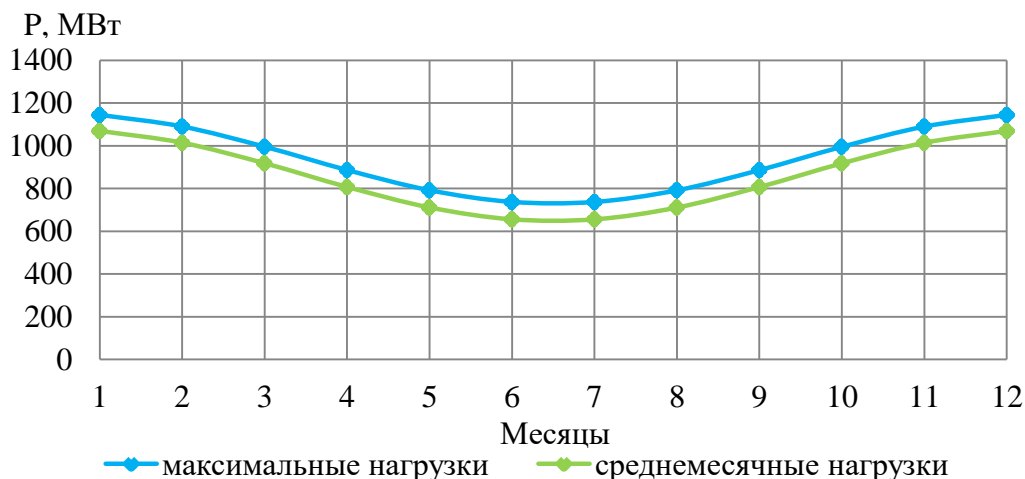


Рисунок 2.6 - Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок.

2.9 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы (ВХК)

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

Для выбранного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.10)$$

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

H – подведенный напор;

$Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.11)$$

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

$Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H \quad (2.12)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК (Приложение А, таблица А.1)

По расчетам режимов работы ГЭС с учетом требования ВХК был построен баланс энергии для проектируемой Алданской ГЭС, рисунок 2.7.

Из баланса энергии видим, что сработку нужно начинать с 10-ого месяца.

Расчёт режимов произвели для учёта потерь и расчёта избытка мощности $\Sigma del N = 849$ МВт. Эти данные используем для размещения линии гарантированной мощности, на балансе энергии энергосистемы. Конечное размещение линии гарантированной мощности зависит от результатов водноэнергетического расчёта. Для этого строим баланс энергии и размещаем линию гарантированной мощности и записываем значения гарантированных мощностей.

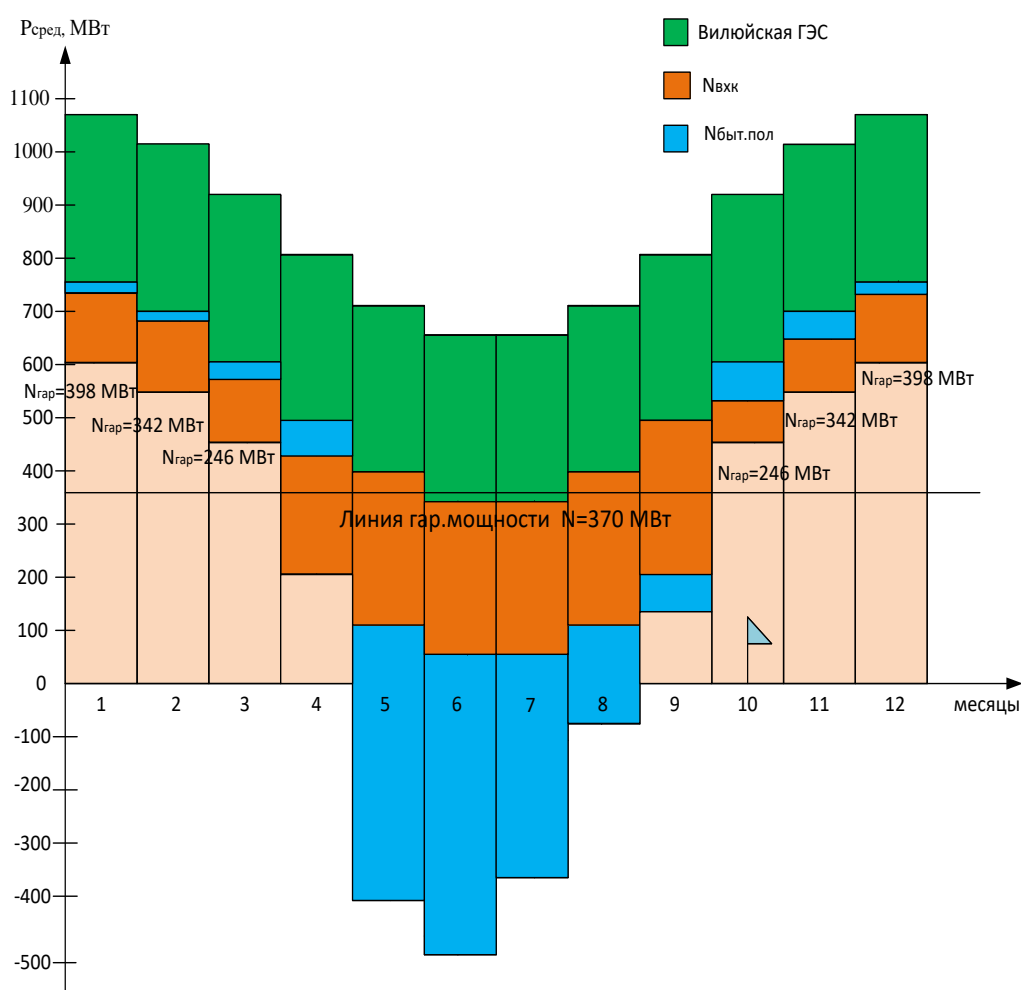


Рисунок 2.7 – Баланс энергии Алданской ГЭС

2.10 Водноэнергетический расчет

Главная задача водноэнергетических расчётов – определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметки УМО), среднемноголетней выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

Месяцем начала сработки является первый месяц после наполнения в котором $N_{\text{БЫТ}} < N_{\text{ВХК}}$ (X месяц для нашего случая). Изменяя расход из водохранилища, получим мощность равную гарантированной. В остальных месяцах ведем работу по ВХК ($Q_{\text{НБ}} \geq Q_{\text{ВХК}}$)

В результате в связи с тем, что отметка верхнего бьефа в начале сработки не сошлась с конечным значением, мы принимаем решение поднять линию гарантированной мощности что бы сравнять отметки.

По результатам последней итерации мы пришли в отметку начала сработки. Так же получилось выдать гарантированную мощность без провалов напоров. Принимаем выбранное положение линии гарантированной мощности как конечное равное $N = 370$ МВт. Наносим полученную линию гарантированной мощности на баланс энергий рисунок 2.7.

Сработка за маловодный и средневодный год представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.2, А.3, А.4).

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.8.

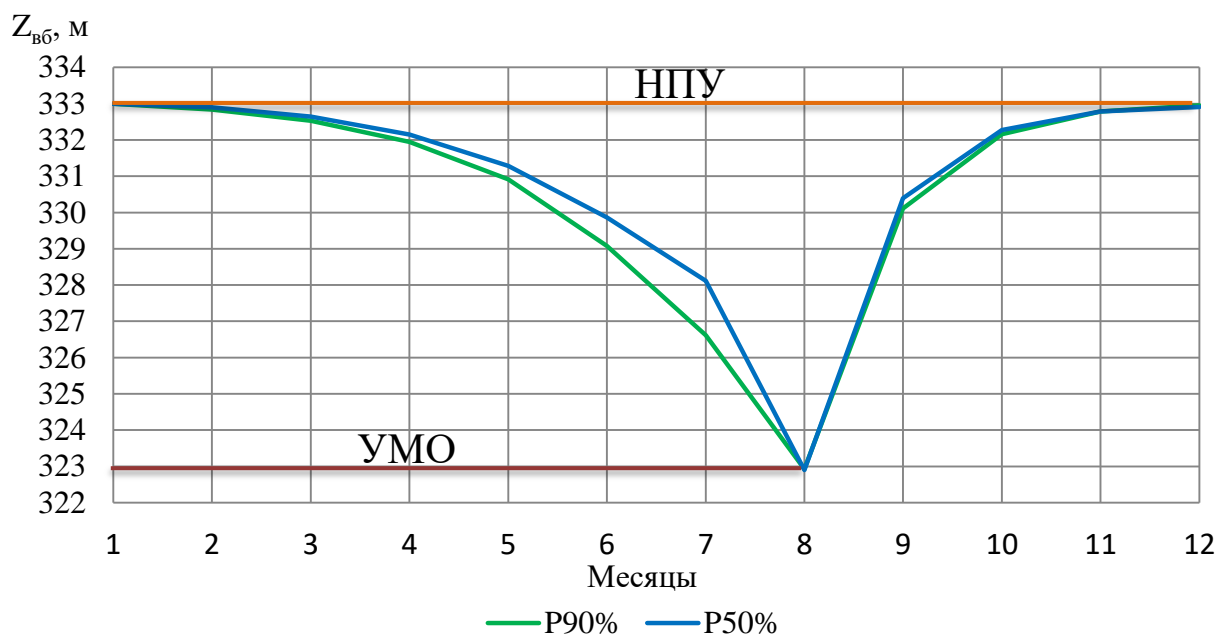


Рисунок 2.8 - График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год

2.11 Определение рабочей и установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для энергосистемы нагрузочный резерв составляет 1,2 %, аварийный составляет 7%. С учётом этого рассчитаем установленную мощность проектируемой Алданской ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 450 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} + N_{нагр.рез.}^{ТЭС}. \quad (2.14)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования производится с учётом особенностей использования электроэнергии в нашей стране. Ремонт оборудования ГЭС производится в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, то есть когда на ГЭС имеется свободная мощность. В России это конец лета и осень. При этом, согласно стандартам РусГидро продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения - 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{пр.ГЭС}}{8} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{450}{8} = 60 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.15)$$

Баланс мощности для энергосистемы представлен на рисунке 2.9.

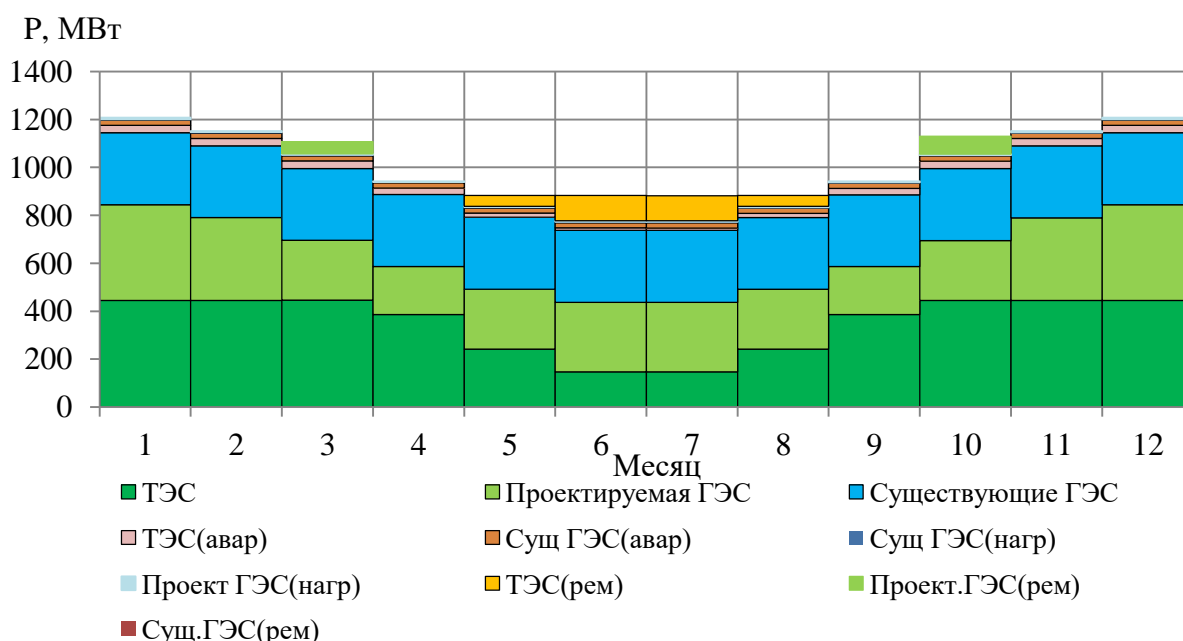


Рисунок 2.9 - Баланс мощности энергосистемы

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор оборудования с использованием ГУХ

Подбор оборудования состоит в том, чтобы для каждой рассматриваемой турбины выбрать диаметр рабочего колеса D_1 и синхронной частоты вращения n , при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД.

Область допустимых режимов работы называется режимным полем по расходу и напору.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где $z_{вб}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище;

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

$\Delta h_{вс}$ – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где k_N – коэффициент мощности $k_N = 8.5$;

- ограничение по пропускной способности ГЭС:

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

где $Q_{ГЭС}^{\max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;

H_p – расчетный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора. Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Алданской ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{Нб}}$	$Z_{\text{Нб}}^{\text{лето}}$	$H_{\text{НПУ}}$	$H_{\text{УМО}}$	$H_{\text{Звб1}}$	H	Q	H	Q
$\text{м}^3/\text{с}$	м	м	м	м	м	$\text{м}^3/\text{с}$	м	$\text{м}^3/\text{с}$
0	293,00	39,60	29,4	38,0	39,0	1237	32,0	1507
200	294,03	38,57	28,4	37,0	38,5	1253	31,0	1484
400	294,97	37,63	27,5	36,1	38,0	1269	29,5	1447
600	295,83	36,77	26,6	35,2	37,5	1286	28,0	1410
800	296,61	35,99	25,8	34,4	37,0	1304	26,5	1372
1000	297,33	35,27	25,1	33,7	36,5	1322	25,0	1332
1200	298,00	34,60	24,4	33,0	36,0	1340	23,5	1292
1400	298,62	33,98	23,8	32,4	35,5	1359	22,0	1250
1600	299,19	33,41	23,2	31,8	35,0	1378	20,5	1206
1800	299,72	32,88	22,7	31,3	34,5	1398	19,0	1161
2000	300,23	32,37	22,2	30,8	34,0	1419	17,5	1115
2200	300,70	31,90	21,7	30,3	33,5	1440	16,0	1066
2400	301,15	31,45	21,3	29,9	33,0	1462	14,5	1015
2600	301,58	31,02	20,8	29,5	32,5	1484	13,0	961
2800	301,99	30,61	20,4	29,0	32,0	1507	11,5	904

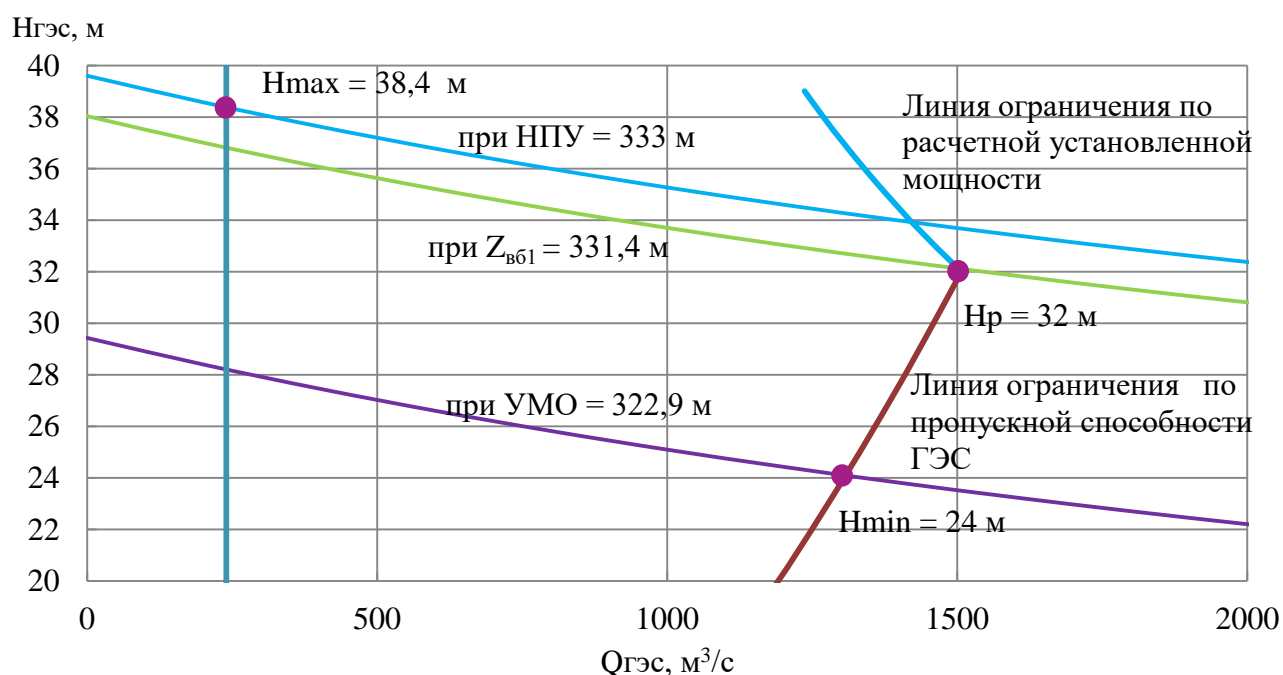


Рисунок 3.1 - Режимное поле Алданской ГЭС

Из режимного поля по данным изменения напора по справочным данным подбираем все возможные типы гидротурбин, для которых значение предельных напоров по справочным данным было бы не меньше полученного

максимального напора и соотношение H_{\min}/H_{\max} по справочным данным не превышало бы аналогичного фактического отношения.

В итоге выбираем следующие типы гидротурбин:

- ПЛ 40а – В;

- ПЛ 40б – В.

Для ПЛ 40а – В :

$$\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = 0.6 > 0.5 \quad (3.4)$$

Для ПЛ 40б – В :

$$\frac{H_{\min}}{H_{\max}} = 0.6 > 0.5 \quad (3.5)$$

Основные параметры выбранных типов гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры выбранных типов гидротурбин.

Параметры		Тип гидротурбины	
		Вертикальной	
		ПЛ 40а – В	ПЛ 40б – В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред,м}}$	40	40
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0.50	0.50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10} \text{ мин}^{-1}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{ л/с}$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0.913	0.904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{\text{max}}, \text{ л/с}$	1250-1700	1270-1750
Коэффициент кавитации	$\sigma \text{ при } Q'_{\text{max}}$	0.40-0.65	0.35-0.65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\text{м,м}}$	0.460	0.460
Напор модельной турбины	$H_{\text{м,м}}$	4	4
Температура вод при испытании	$t_{\text{м}}, \text{ }^{\circ}\text{C}$	10	20

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

Расчет для турбины ПЛ 40б – В с диаметром $D_1 = 7.1$ м рабочего колеса выбранного из ряда стандартных значений для поворотно-лопастной турбины.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right) \quad (3.6)$$

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

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

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

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N} \eta_T \eta_G^{cp} \quad (3.7)$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a} \quad (3.8)$$

где $N_{гэс}^{уст} = 450$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a .

Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} \quad (3.9)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{1p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} \quad (3.10)$$

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду.

Для уточнения рабочей точки вычисляем n'_I при H_{\max} , H_p и H_{\min}

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.11)$$

На главной универсальной характеристике проводим линии $n'_{I\max}$, $n'_{I\text{расч}}$, $n'_{I\min}$
Произведение приведенного расхода точке на КПД при H_p^N и H_{\max}^N :

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_{T\text{ср}}} \quad (3.12)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{I\text{расч}}$, чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Приведенный расход при H_{\max} и H_{\min} :

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

где Q_{\min} – минимальный расход через станцию.

Результаты расчета параметров оборудования для различных диаметров гидротурбины представлены в приложения Б, таблица Б1, Б2.

Из анализа как наиболее полно удовлетворяющую турбину выбираем ПЛ40Б-В с диаметром рабочего колеса $D_1 = 7,1$ м, количество агрегатов $Z_a = 4$, синхронная частота вращения $n_c = 100$ об/мин.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяет наиболее неблагоприятное с точки зрения кавитации режим работы гидротурбинного оборудования.

Из всех полученных расчетных значений H_s выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу турбины во всех рассматриваемых режимах работы.

Высота отсасывания определяется по формуле :

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - k_{\sigma} \cdot \sigma \cdot H + Z_{\text{х.пл.}}, \quad (3.14)$$

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

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

k_{σ} – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной из выражения ($k_{\sigma} = 1,1$);

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

H – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{НБ}(Q_{НБ})$;

$Z_{х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, выражение (для поворотно-лопастных гидротурбин $Z_{х.пл.} = 0$).

Пересчитывается точка 1 при отметке НПУ, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата используя формулу (3.11):

$$n'_1 = \frac{100 \cdot 7,1}{\sqrt{37,8 \cdot 1,05}} = 112 \text{ мин}^{-1}.$$

На главной универсальной характеристике (приложение Б, рисунок Б.1) находим точку пересечения горизонтальной прямой, соответствующей найденной частоте, и линии ограничения по генератору.

Для этой точки определяем коэффициент кавитации и отметку уровня воды в НБ при расходе $Q_{НБ}$ (точка 1):

$$\sigma = 0,33$$

$$Z_{НБ}(Q_{НБ}) = 294,7 \text{ м}$$

Пользуясь формулой (3.14) определяется высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{294,7}{900} - 0,33 \cdot 37,8 - 1,5 = -3,97$$

Аналогично производим вычисления для точки 2 соответствующая работе одного агрегата с расчетной мощностью при отметке НПУ и точки 3 соответствующая работе одного агрегата с расчетной мощностью при расчетном напоре. Все соответствующие значения представлены в таблице 3.3.

Таблице 3.3.- Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины.

Точки	1	2	3
$n'_1, \text{об/мин}$	112,7	118,8	122,5
σ	0,33	0,39	0,44
$Z_{НБ}(Q_{НБ}), \text{м}$	294,7	298,7	298,9
$H_S, \text{м}$	-3,97	-4,67	-5,58
$\nabla Z_{р.к.}$	290,7	294	293,3

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет обеспечения её бескавитационную работу во всех расчетных режимах.

$$\nabla Z_{p.k.} = 294,7 + (-3,97) = 290,7 \text{ м.}$$

3.3 Определение геометрических размеров проточной части

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_u r = const$, где v_u – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

Угол охвата спиральной камеры – $\varphi_0 = 225^0$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры для напора $H = 32$ м, определен по проточной части модели гидротурбины ПЛ40б-В прилагаемой к ГУХ (Приложение Б, рисунок Б.2).

1) Наружный радиус входного сечения

$$r_{\text{вх}} = 1,578 \cdot D_1 = 1,578 \cdot 7,1 = 11,2 \text{ м} \quad (3.15)$$

2) Диаметр расположения входных кромок статора.

$$D_{\text{вх}} = 10,7 \text{ м}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{вх}}}{2} = 5.35 \quad (3.16)$$

3) Диаметр расположения выходных кромок статора приложение Б, таблица Б.3.

$$D_{\text{вх}} = 9,33 \text{ м}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{вх}}}{2} = 4,6 \quad (3.17)$$

4) Высота статора

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,6 + 0,0033 \cdot 7,1 = 2,7 \quad (3.18)$$

где b_0 высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 2,6 \quad (3.19)$$

5) Закон изменения положения вершин сечений – линейный.

6) Допустимые средние скорости воды во входном сечении принимается из рисунка 3.2. $V_{\text{вх}} = 4,6$ (м/с) при $H_p = 32$ (м).

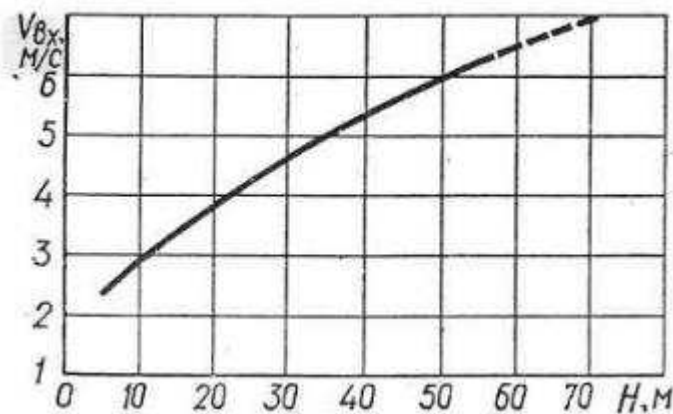


Рисунок 3.2 - Значения скорости и скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры для поворотной лопастной турбины.

7) Форму меридианного сечения спиральной камеры принимаем с плоским потолком ($n = 0$) с углом $\gamma = 15^\circ$, рисунок 3.3. При таком сечении наиболее просто осуществляются проходы в шахту турбины, установка вспомогательного оборудования и трубопровода.

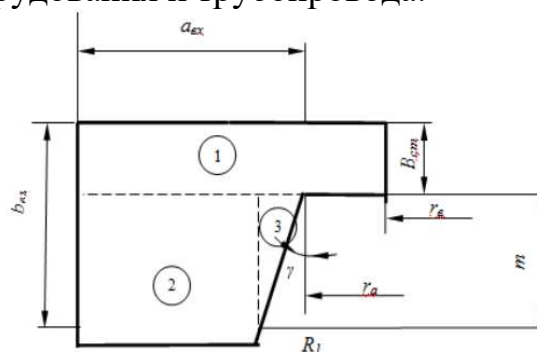


Рисунок 3.3. Входное сечение спиральной камеры

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

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{онм}} = \frac{112500}{9,81 \cdot 32 \cdot 0,904} = 396,4 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.20)$$

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{396,4 \cdot 225}{360} = 247,7 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{247,7}{4,6} = 53,8 \text{ м}^2. \quad (3.22)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения, находим $b_{\text{вх}}$:

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

$$- \frac{(b_{\text{вх}} - 2,66)^2}{2} \cdot 0,268 = 53,86 \quad (3.23)$$

$$0,07b_{\text{вх}}^2 - 7,73b_{\text{вх}} + 55,37 = 0, \quad (3.24)$$

Отбрасывая один из корней получили:

$$b_{\text{вх}} = 7,69 \text{ м}.$$

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 11,2 - 5,35 = 5,85 \quad (3.25)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен полностью аналитическим методом с помощью программного комплекса Microsoft Excel. Результаты расчета приведены в приложении Б, таблица Б.4, при этом использовал следующие соотношения для определения величин.

$$a_i = r_i - r_a = r_i - 5,35; \quad (3.26)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i \quad (3.27)$$

$$k_2 = \frac{m_{\text{ВХ}}}{a_{\text{ВХ}}} = \frac{7,7 - 2,6}{5,85} = 0,86 \quad (3.28)$$

Тогда:

$$b_i = m_i + b_0 = m_i + 2,6 \quad (3.29)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ = 5,35 + m_i \cdot 0,268 \quad (3.30)$$

Значения интеграла для любого сечения вычислены по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \cdot \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i, \quad (3.31)$$

$$J_{\text{ВХ}} = 5,47 \text{ м}$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^0 = \frac{225}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i \quad (3.32)$$

Величина расхода для любого сечения спирали:

$$Q_i = \frac{Q_{\text{ВХ}}}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i \quad (3.33)$$

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.4.

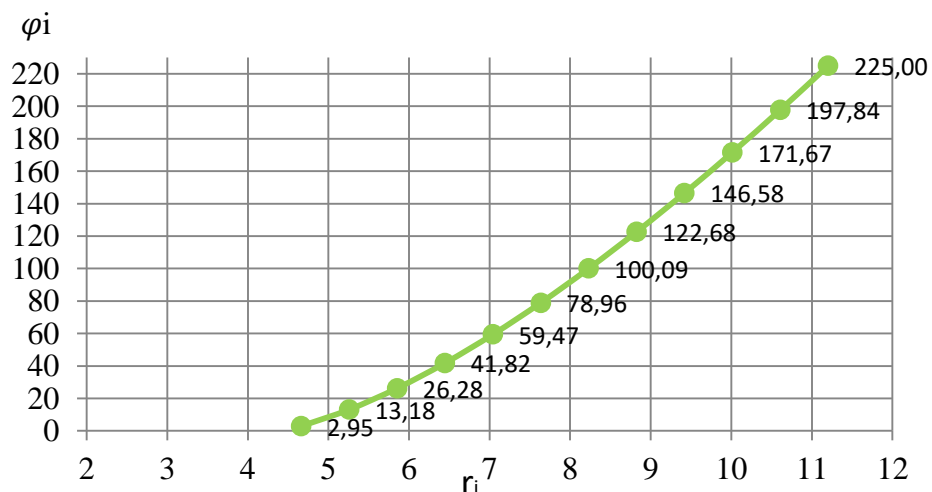


Рисунок 3.4.- График $\varphi_i = f(r_i)$

Значения для таблицы получены путем разбиения угла охвата спиральной части камеры на интервалы с $\Delta \varphi_{сп} = 15^0$, и сняты графическим методом с рисунка 3.4. Также можно использовать полином для высокой точности. Результаты приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – данные для построения спиральной камеры

ϕ_i	0	15	30	45	60	75	90	105
a_i	4,7	5,4	6	6,6	7	7,5	8	8,3

Продолжение таблицы 3.4

ϕ_i	120	135	150	165	180	195	210	225
a_i	8,8	9,2	9,5	9,8	10,3	10,6	10,8	11,3

3.4 Расчет вала на прочность

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

Наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.34)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа,

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{112500}{100} = 10,9 \text{ м} \quad (3.35)$$

$$D_B^* = \left(\frac{5,1 \cdot 10,9}{35} \right)^{0,33} = 1,16 \text{ м}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1,2 \text{ м.}$$

3.5 Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \frac{N}{(n_{\text{синх}} \cdot D_1)} \text{ кН} \quad (3.36)$$

Диаметр вала под подшипник $d_{\text{п}}$ с учетом облицовки принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{(d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}})} \leq [p_{\text{уд}}] \text{ кПа} \quad (3.37)$$

Экспериментально получено, что:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U \text{ кПа} \quad (3.38)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} \text{ м/сек} \quad (3.39)$$

Все полученные данные представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – данные для подшипника полученные при расчете

Расчет подшипника		
$R_{\text{рад}}$	126,8	кН
$d_{\text{п}}$	1,18	м
$p_{\text{уд}}$	213,58	кПа
$[p_{\text{уд}}]$	360,28	кПа
U	12,42	м/сек

3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям, исходя из диаметра шахты гидроагрегата, который равен 15 метров, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учетом размещения вспомогательного оборудования ширину машзала принимаем равной 26 метрам.

Ширину монтажной площадки принимаем равной 28 метрам. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учетом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Определим ширину блока гидроагрегата. Для русловых зданий ГЭС ширина блока:

$$B_{\text{бл}} = (2,8 \div 3,2) \cdot D_1 = 3 \cdot 7,1 = 21,3 \text{ м}, \quad (3.40)$$

Длина машинного зала:

$$L_{мз} = n \cdot B_{бл} + L_{мп} = 4 \cdot 21,3 + 28 = 114 \text{ м.} \quad (3.41)$$

Высоту и пролет машинного зала назначаем минимально возможными из условия проноса наиболее крупного монтажного узла.

Принимаем $H_{мз} = 14$ метров.

3.7 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ) предназначена для питания маслом под давление гидравлической части системы регулирования гидротурбины. Для поворотной-лопастной турбины системами регулирования является сервопривод направляющего аппарата и поворота лопастей рабочего колеса.

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По рисунку 3.5 выбора маслонапорной установки для поворотной-лопастной турбины определяем тип МНУ:

МНУ 16/1 – 40-20-3.

Маслонапорная установка вместимостью 16 м^3 , состоящим из одного сосуда на давление $4 \text{ МПа} = 40 \text{ кгс/см}^2$.

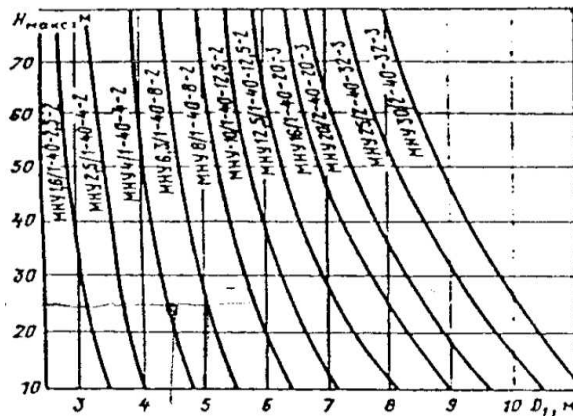


Рисунок 3.5 Монограмма выбора маслонапорной установки для ПЛ турбины.

3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-100.

3.9 Выбор типа серийного гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбираем серийный тип гидрогенератора по справочным данным. По справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения был выбран гидрогенератор СВ – 1160/135 – 60. Основные параметры выбранного генератора вынесены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Основные параметры генератора Алданской ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	128,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	103
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	5,38
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	100
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	1,05
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,32
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,22
Исполнение	зонтичное		

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Как правило, электрические схемы гидроэлектростанций строятся по блочному принципу. Генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высшем напряжении, где предусматривается РУ.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждый генератор соединен со своим повышающим трансформатором, так и с укрупнёнными (объединенными) блоками, при котором несколько одиночных или укрупненных блоков объединяются между собой. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Применение укрупненных (объединенных) блоков возможно только в том случае, когда общая мощность одного такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС (аварийный резерв).

Рассматривалась схема с объединенным блоком, схема Алданской ГЭС представлены на рисунке 4.1

$$P_{\text{бл}} = 2 \cdot P_{\text{Г}} = 2 \cdot 103 = 206 \text{ МВт}; \quad (4.1)$$

$$P_{\text{рез}} = S_{\text{рез}} \cdot \cos \phi_{\text{ном}} = 1000 \cdot 0,8 = 800 \text{ МВт}; \quad (4.2)$$

Из формул (4.1) и (4.2) видно, применение объединенных блоков в структурной схеме возможно.

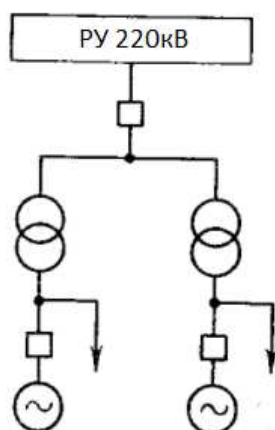


Рисунок 4.1 - Структурная схема Алданской ГЭС - объединенный блок

Электрическая схема СН Алданской ГЭС выполнен с одной ступенью напряжения 0,4 кВ. Необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режим работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания

4.2 Выбор типа блоков ГЭС

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов высокого напряжения для схемы с простыми блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{(103 - 0,01 \cdot 103)}{0,8} = 127 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.3)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 160000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$		
160	242	13,8	525	155

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

$$\begin{aligned} \tau &= \left(0,124 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 2886 \frac{\text{ч}}{\text{год}}; \end{aligned}$$

Время работы блока в течение года:

$$\begin{aligned} t_{\text{раб}} &= 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = \\ &= 8728 \text{ ч}; \end{aligned} \quad (4.4)$$

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

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

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

$T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч; Данные величины приняты по материалам ОАО «Фирма ОРГРЭС.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,155 \cdot 8728 = 1352 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.5)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_H &= \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,525}{1} \cdot \left(\frac{128,7}{160} \right)^2 \cdot 2886 = \\ &= 980 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned} \quad (4.6)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = y_0 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H); \quad (4.7)$$

$$I_{\text{пот}} = 0,93 \cdot (1352 + 980) = 2168,76 \text{ тыс. руб/год};$$

Для четырех блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 4 \cdot 2168,76 = 8675,04 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}};$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с объединенными блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = n \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 1 \cdot \frac{(103 - 0,01 \cdot 103)}{0,8} = 127 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.8)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 160000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 160000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$	$U_{\text{H}}, \text{кВ}$		$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$		
160	242	13,8	525	155

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

$$\begin{aligned} \tau &= \left(0,124 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 2886 \frac{\text{ч}}{\text{год}}; \end{aligned}$$

Время работы блока в течение года:

$$\begin{aligned} t_{\text{раб}} &= 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,014 \cdot 70 = \\ &= 8728 \text{ ч}; \end{aligned} \quad (4.9)$$

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

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

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

$T_{\text{в}}=60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч; Данные величины приняты по материалам ОАО «Фирма ОРГРЭС».

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,155 \cdot 8728 = 1352 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.10)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{H}} &= \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,525}{1} \cdot \left(\frac{128,7}{160}\right)^2 \cdot 2886 = \\ &= 980 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = y_0 \cdot (\Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_{\text{H}}); \quad (4.12)$$

$$I_{\text{пот}} = 0,93 \cdot (1352 + 980) = 2168,76 \text{ тыс. руб/год};$$

Для двух блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 4 \cdot 2168,76 = 8675,04 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}};$$

4.2.3 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ – 1160/135 – 60 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 - Паспортные данные генератора

Номинальная мощность, МВ·А		U _{Г ном} ,кВ	cos φ _{Г,о.е.}	Индуктивные сопротивления		
S _{Г ном}	P _{Г ном}			x _d ^{''}	x _d [']	x _d
128,7	103	13,8	0,8	0,22	0,32	1,05

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{\text{с.н.}} = 0,011 \cdot \frac{S_{\text{уст}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = 0,011 \cdot \frac{450}{0,8} = 6,18 \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad (4.13)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н.}} \geq S_{\text{с.н.}} \quad (4.14)$$

По каталогу ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» выбираются трансформаторы ТСЗ-1600/13,8 УЗ.

4.2.5 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются только количеством блочных трансформаторов.

$$K = n(K_{\text{Т}} + K_{\text{Тсн}} + K_{\text{ру}}); \quad (4.15)$$

где K_Т - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора единичного и укрупненного блока соответственно.

$$K_{\text{Т}}^{220} = 63 \ 840 \text{ тыс руб.}; \text{ (ТДЦ-160000/220);}$$

$K_{\text{ТСН}}$ - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд единичного (укрупненного) блока.

$$K_{\text{ТСН}}^{220} = 1290 \text{ тыс. руб};$$

$K_{\text{ру}}$ - расчетная стоимость ячеек РУ.

$$K_{\text{яч.}}^{220} = 12800 \text{ тыс. руб}$$

Таким образом, для единичных блоков:

$$\begin{aligned} K_1^{220} &= (4 \cdot 63840 + 4 \cdot 1290 + 9 \cdot 12800 \cdot 1.6) = \\ &= 444\,840 \text{ тыс. руб}; \end{aligned}$$

Для объединенного блока:

$$\begin{aligned} K_2^{220} &= (4 \cdot 63840 + 4 \cdot 1290 + 7 \cdot 12800 \cdot 1.6) = \\ &= 403\,880 \text{ тыс. руб}; \end{aligned}$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i; \quad (4.16)$$

где $E_n = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 444\,840 + 8675,04 = 75\,401,04 \text{ тыс. руб};$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 403\,880 + 8675,04 = 69\,257,04 \text{ тыс. руб};$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% \quad (4.17)$$

$$P = \frac{75\,401,04 - 69\,257,04}{75\,401,04} \cdot 100\% = 8,15\%$$

Так как разница между вариантами больше 5%, то целесообразно в целях денежной экономии принять более экономичный вариант.

В результате в качестве главной схемы ГЭС принимается схема с объединенными блоками.

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = S_{уст} - S_{сн}; \quad (4.18)$$

$$S_{\Sigma} = 562,5 - 6,2 = 556,3 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$S_{доп} = \frac{P_{перед}}{\cos\varphi_c} = \frac{135}{0,85} = 158,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.19)$$

Число линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(S_{перед} \cdot k) / \cos\varphi_c} = \frac{556,3}{1,2 \cdot 158,8 \cdot 0,85} = 2,9; \quad (4.20)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{л} = 2,9 + 1 = 3,9 = 4$.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{556,3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,364 \text{ кА}; \quad (4.21)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 0,364 = 0,420 \text{ кА}; \quad (4.22)$$

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

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

По величине расчётного тока в соответствии с ПУЭ выбираем провод АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{доп} = 605 \text{ А}$.

4.4 Выбор схемы РУ ВН

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

– ремонт выключателей 150 кВ и выше производится без отключения присоединений;

– воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;

– трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем тремя выключателями;

– автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;

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

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

Число присоединений РУ-220 кВ –6:

- 4 ВЛ 220 кВ;

- 2 блока;

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", применяем схему с двумя рабочими системами шин.

4.5 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в распределительном устройстве высокого напряжения и на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTR WIN 3»

На рисунках 4.3, 4.4, 4.5 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrKZ», необходимые для расчета. На рисунке 4.6 представлена схема для расчёта, а на рисунках 4.7 и 4.8 представлены результаты расчёта.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			зак	6	T4		14				
2	<input type="checkbox"/>			зак	5	T3		14				
3	<input type="checkbox"/>			зак	4	T2		14				
4	<input type="checkbox"/>			зак	3	T1		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	2	Шина		220				
6	<input type="checkbox"/>			у	1	Система		220				

Рисунок 4.3- Узлы

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	1	2		Система - Шина	1,51	5,44				
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Шина - Т1	0,00	37,80				0,063
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Шина - Т2	0,00	37,80				0,063
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Шина - Т3	0,00	37,80				0,063
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	6		Шина - Т4	0,00	37,80				0,063

Рисунок 4.4- Ветви

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	1	2		Система - Шина	1,51	5,44				
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Шина - Т1	0,00	37,80				0,063
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Шина - Т2	0,00	37,80				0,063
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Шина - Т3	0,00	37,80				0,063
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	6		Шина - Т4	0,00	37,80				0,063

Рисунок 4.5- Генераторы

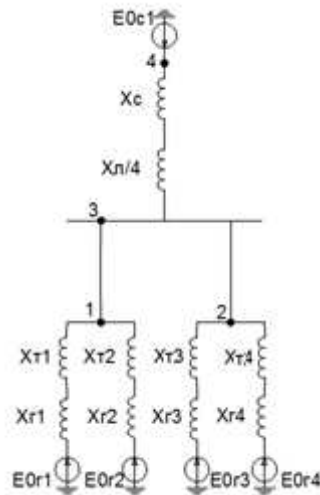


Рисунок 4.6- Расчётная схема с точкой КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r 1
1		1	1	3ф	5			58,9204	-86,96	

Рисунок 4.7- Состав для трёхфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0	dI 0
1		1	1	1ф	2			2,7705	-87,00			2,7705	-87,00			2,7705	-87,00

Рисунок 4.8- Состав для однофазного КЗ

Результаты расчета токов кз для характерных точек схемы представим в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Результаты расчёта токов КЗ

Тип КЗ	№	$I_{п.0}$
3ф	1	58,9
1ф	3	8,31 (2,77·3)

4.6 Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме

4.6.1 Выбор генераторного выключателя

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1) $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ,с}}$
- 2) $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{Гр.аб max}}$
- 3) $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

$$I_{\text{max,Г}} = 1,05I_{\text{НОМ}} = 1,05 \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,05 \frac{128,7}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,65 \text{ кА}; \quad (4.23)$$

По каталогу ОАО ВО «Электроаппарат» выбирается генераторный аппаратный комплекс КАГ-20 на основе выключатель ВГГ-20. Паспортные данные представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4– Паспортные данные

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$U_{\text{max,раб}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{откл}}$, кА	$I_{\text{пр.скв}}$, кА	$I_{\text{терм}}$, кА	$t_{\text{откл}}$, с	$t_{\text{т}}$, с
20	27,5	8000	90	230	90	0,03	3

Проверка на динамическую устойчивость:

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} = \sqrt{2}I_n \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot 58,9 \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.045}} \right) = 149,9 \text{ кА}; \quad (4.24)$$

где I_n^{Γ} -ток короткого замыкания, через выключатель генератора;

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} < I_{\text{пр.скв}} \quad (4.25)$$

$$149,9 \text{ кА} < 230 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость.

Расчетный тепловой импульс:

$$W_{\text{красч}} = I_n^2(t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) = 58,9^2(0,01 + 0,05) = 208,15 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (4.26)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$W_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2(t_{\text{т}}) = 90^2(3) = 24300 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (4.27)$$

$$B_{\text{красч}} < B_{\text{кном}}; \quad (4.28)$$

$$208,15 \text{ кА}^2\text{с} < 24300 \text{ кА}^2\text{с};$$

Проверка на апериодическую составляющую:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-0.03}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 58,9 \cdot e^{\frac{-0.03}{0.045}} = 42,76 \text{ кА}; \quad (4.29)$$

$$\frac{i_a}{\sqrt{2} \cdot I_{n0}} \cdot 100\% = 51\% \quad (4.30)$$

$$51\% < 90\%$$

4.6.2 Выбор выключателя ОРУ 220 кВ

Для напряжения 220 кВ выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-220 У1. Паспортные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5– Паспортные данные ВЭБ-220 У1

U _{ном} , кВ	U _{макс.раб} , кВ	I _{ном} , А	I _{откл} , кА	I _{пр.скв} , кА	I _{терм} , кА	t _{откл} , с	t _т , с
220	252	2500	50	125	50	0,037	3

Проверка на динамическую устойчивость:

$$i_{\text{уд}}^{\text{СШ}} = \sqrt{2} I_n^{\text{СШ}} \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} \right) = \sqrt{2} \cdot 8,31 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0.01}{0.045}} \right) = 21 \text{ кА}; \quad (4.31)$$

где $I_n^{\text{СШ}}$ -ток короткого замыкания, через выключатель РУ;

$$i_{\text{уд}}^{\text{СШ}} < I_{\text{пр.скв}} \quad (4.32)$$

$$21 \text{ кА} < 125 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость.

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{\text{красч}} = I_n^2 (t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}) = 8,31 \cdot (0,037 + 0,01) = 0,39 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (4.33)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 (t_{\text{т}}) = 50^2 (3) = 7500 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (4.34)$$

$$B_{\text{красч}} < B_{\text{кном}}; \quad (4.35)$$

$$0,39 \text{кА}^2\text{с} < 7500 \text{кА}^2\text{с};$$

4.6.3 Выбор разъединителей 220 кВ

Разъединители наружной установки с двумя опорными колоннами или с дулуговой изоляционной гирляндой, с заземляющим ножом РНДЗ.2-220/1000У1. Паспортные данные представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Паспортные данные РНДЗ-220/1000У1

U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	I _{дин} , кА	I _{терм} , кА	t _{тн} , с	t _{тз} , с
220	1000	100	40	1	3

Проверка разъединителя 220кВ на термическую и динамическую устойчивость:

$$B_{\text{кном}}^{\text{нож}} = I_{\text{терм}}^2(t_{\text{тн}}) = 40^2(3) = 4800 \text{кА}^2\text{с}; \quad (4.36)$$

$$B_{\text{кном}}^{\text{заз}} = I_{\text{терм}}^2(t_{\text{тн}}) = 40^2(1) = 1600 \text{кА}^2\text{с}; \quad (4.37)$$

$$B_{\text{красч}} < B_{\text{кном}}; \quad (4.38)$$

$$0,39 \text{кА}^2\text{с} < 4800 \text{кА}^2\text{с};$$

$$0,39 \text{кА}^2\text{с} < 1600 \text{кА}^2\text{с};$$

$$i_{\text{уд}}^{\text{СШ}} < I_{\text{дин}}; \quad (4.39)$$

$$21 \text{кА} < 100 \text{кА};$$

4.6.4 Прочее оборудование

- ОПН-220 УХЛ1 полимерной изоляцией;
- Делитель напряжения емкостный электронный ДНЕЭ 220 кВ;
- ВЧ-заградитель ВЗ-400-0,25;
- Анализатор параметров электрической сети ППКЭ-3-50;
- Шкаф синхронизации АГРУ 423860.100 с автосинхронизатором;
- Волоконно-оптическая линия связи;
- Низковольтные комплектные устройства 0,4кВ «Ассоль»

Встроенные трансформаторы тока в блочный трансформатор:

- ВН: ТТ ТВМ-220;
- Нейтраль: ТВТ-35М;
- НН :ТВ-10-П .
- ТТ генератора: ТНПШ-2У3(13,8 кВ, 6000А);
- ТН генератора: ЗНОЛ-10
- ТН ТСН: ТОЛ-СЭЩ-10-IV-01-0,2S/5P/10P–10/10/15-100/5 УХЛ1

5 Релейная защита и автоматика

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

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-1160/135-60:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 160000/220/13,8:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;

- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева.

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

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

5.2 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2. Параметры трансформатора собственных нужд в таблице 5.3.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1160/135-60
мощность номинальная	полная	128,7
	активная	103
номинальное напряжение		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
частота		50
частота вращения		100
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		2
номинальный ток статора		5,38
ток ротора при номинальной нагрузке		1,524
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	1,05
	переходное $X'd$	0,32
	сверхпереходное $X''d$	0,22
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,147
емкость обмотки статора		1,02

Таблица 5.2- Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ 160000/220/13,8
мощность номинальная	160
номинальное напряжение	220
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	Y_n/Δ

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ-1600/13,8 УЗ
мощность номинальная, кВА	1600
номинальное напряжение, кВ	ВН: 13,8; НН: 0,4.
напряжение короткого замыкания, %	6
группа соединений	$\Delta/Y - 11$

5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{103 / 0,8}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,386 \text{ кА}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённого к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{5386 \cdot 1}{6000/5} = 4,48 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{103 / 0,8}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,338 \text{ А};$$

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики 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

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

5.5 Описание защит и расчет их уставок

5.5.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_{НОМ}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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: $I_{НОМ} = 5386$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 6000/5$ А.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H; \quad (5.3)$$

$$I_{НБ(Н)} = 0,05 \cdot 5386 = 269 \text{ А};$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(НН)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H; \quad (5.4)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H = 0,672$ А.

2) 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 КЗ равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{МАКС}; \quad (5.5)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E'_\Gamma}{X_d} \cdot I_H = \frac{1}{0,22} \cdot 5386 = 24482 \text{ А}; \quad (5.6)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 24482 = 2448 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T} \quad (5.7)$$

$$K_T > \frac{2448 \cdot 2}{24482}$$

$$K_T > 0,2$$

где $K_H = 2$ – Коэффициент надежности;

I_T – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5; \quad (5.8)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5; \quad (5.9)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

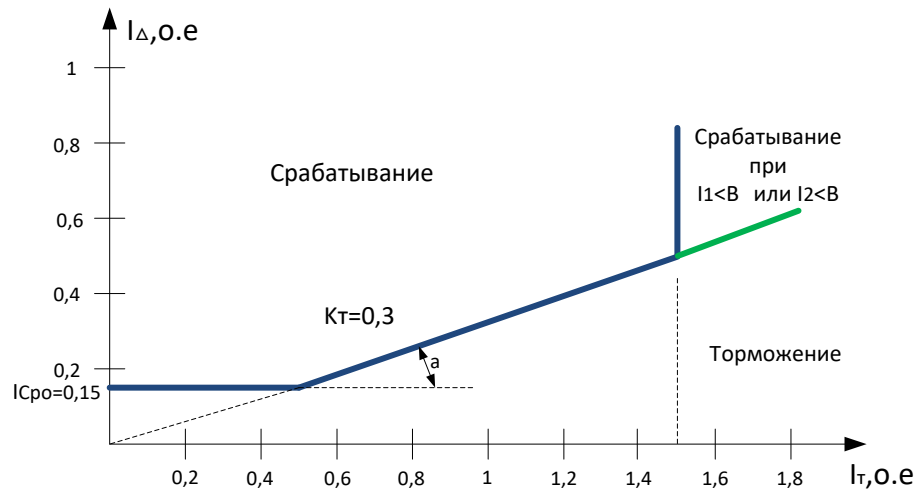


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.5.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й 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, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган (U_{03}) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

1) Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной руководящими указаниями. Схема замещения для определения $U_{0эл.ст.}$ представлена на рисунке 5.2

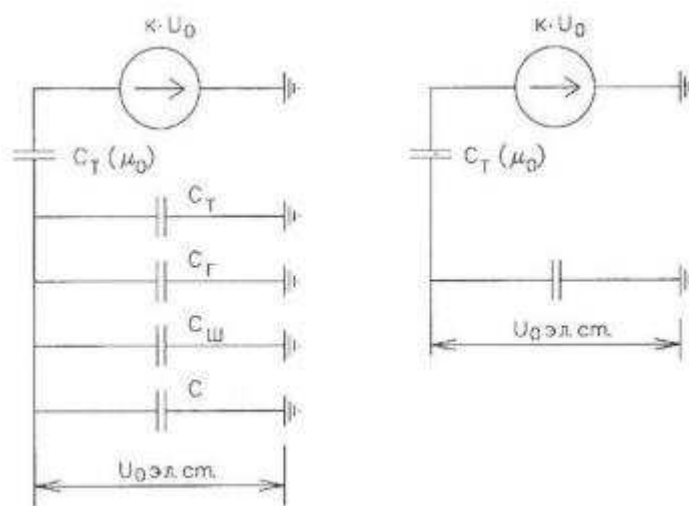


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

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

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

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

C_T – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 1,02 мкФ/фазу (по данным завода);

$C_{\text{ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

C – ёмкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

C – ёмкость генераторного выключателя со стороны генератора.

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}; \quad (5.11)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} &= C_T + C_T + C_{\text{ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,26 = \\ &= 1,29 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \end{aligned} \quad (5.12)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_n \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 46,57 \cdot 314 \cdot 1,29 \cdot 10^{-6} = 32,6 \text{ А} \quad (5.13)$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,29} = 161 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 161}{\frac{13,8}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}} = 3,2 \quad (5.14)$$

$$U_{\text{ср}} \geq 3,2$$

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

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемая в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

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

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 32,25 \% \quad (5.15)$$

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

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

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

5.5.3 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.16)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенной для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U_1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.17)$$

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

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

5.5.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности:

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

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган $I_{2\text{СИГН}}$, срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени ($t = 9$ с, действует в предупредительную сигнализацию).

Принимаем уставка сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$.

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07I_{\text{Н}} = 0,07 \cdot 5386 = 377 \text{ А } (0,07 \cdot I_{\text{Н}}) \quad (5.20)$$

2) Пусковой орган $I_{*2\text{ПУСК}}$, срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_{*2} выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа.

Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 600$ с.

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

Уставка равна:

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

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

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15I_{\text{Н}} = 807,9 \text{ А } (0,15 \cdot I_{\text{Н}}); \quad (5.23)$$

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

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

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

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

$$A_{\text{ИО}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{CP}}; \quad (5.25)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.4. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.4 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе.

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

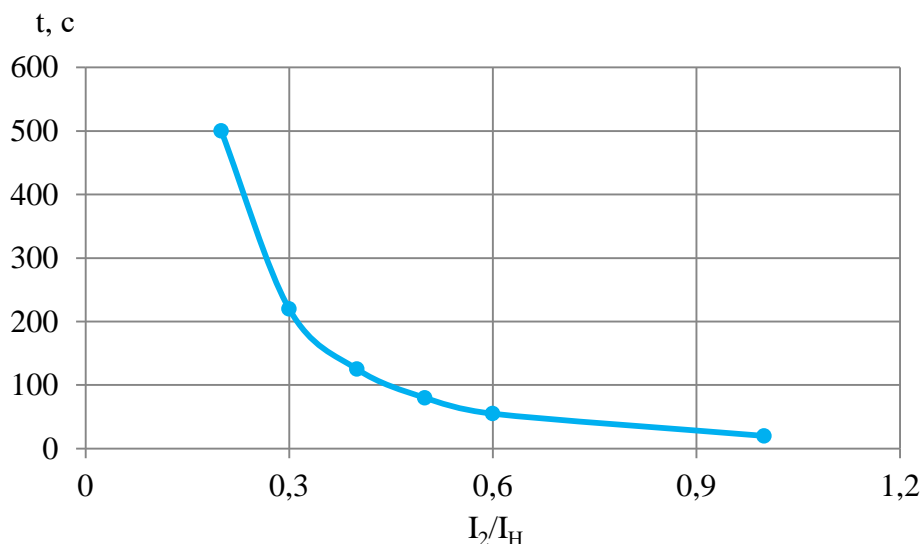


Рисунок 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

4) Орган токовой отсечки $I_{20\text{ТС}}$ срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах ВН и на отходящих ВЛ;
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot (X_{d''}'' + X_{Г*} + 2X_T)} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (67,65 + 100 + 2 \cdot 11)} = 0,004056 \text{ о. е.} \quad (5.26)$$

где $X_{d''}$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$$x_{d''}'' = x_d'' \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 67,65; \quad (5.27)$$

где X_2 – сопротивление обратной последовательности генератора;

$$x_{Г*} = x_G \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,325 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 100 \quad (5.28)$$

где X_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$x_{T*} = \frac{U_K\%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{0,11}{100} \cdot \frac{160}{160} = 11 \quad (5.29)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.}^* = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,00405 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,14 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

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

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{ч}} = \frac{1}{1,3 \cdot (X_{d*}'' + X_{Г*} + 2X_T + 2X_L)} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (67,65 + 100 + 2 \cdot 11 + 2 \cdot 0,015)} = 0,004055 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

$$x_{л}^* = \frac{S_{б.}}{U_{б.}^2} \cdot x_{л} = \frac{160}{242^2} \cdot 5,44 = 0,015 \quad (5.32)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,004055 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,14 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

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

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

5.5.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1сигн} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07I_H \quad (5.34)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1I_{\text{Н}} \quad (5.35)$$

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

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.5. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.5 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	3600	900	360	300	240	120	60	1

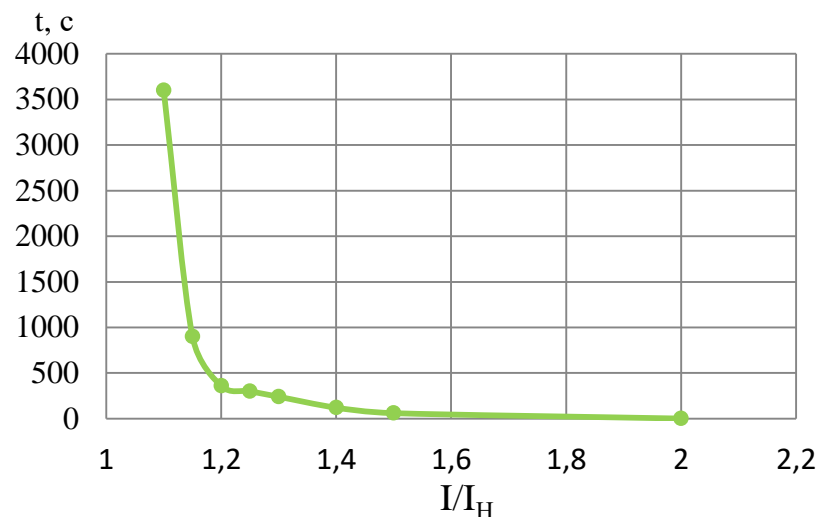


Рисунок 5.4 - Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224I_{\text{НОМ}} \quad (5.36)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66 \text{ В} \quad (5.37)$$

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

5.5.6 Дистанционная защита генератора

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ Алданской ГЭС – п/ст Нижний Курнах:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 40,26 + \frac{0,8}{5} \cdot 5,44 = 33,07 \text{ Ом} \quad (5.38)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{160} = 40,26 \text{ Ом}$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{160}{160} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{160}{242^2} \cdot 5,44 = 0,1$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 1,5 = 0,15 \text{ Ом} \quad (5.39)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{13,8^2}{128,7} = 1,5$.

Уставка на реле равна:

$$Z_{1с.з.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,15 \cdot \frac{6000}{\frac{5}{13,8}} = 1,3 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,3 \text{ Ом}$.

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

Принимаем, исходя из рассчитанных данных уставку 30 Ом/сек .

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 5386} = 1,48 \text{ Ом} \quad (5.41)$$

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

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_\phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ}}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1524}{960} - 0,95}{1,05} = 2,12 \quad (5.42)$$

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

X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,12} = 0,45 \text{ о. е} \quad (5.43)$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34 \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{нагр. \phi} \approx 70,1$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{с.зII} = \frac{Z_{нагр. \phi}}{K_H} = \frac{0,45}{1,1} = 0,41 \text{ о. е.} \quad (5.45)$$

$$Z_{с.зII} = Z_{с.зII \text{ о. е.}} \cdot Z_6 = 0,41 \cdot \frac{13,8^2}{128,7} = 0,61 \text{ Ом} \quad (5.46)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{ср II} = \frac{Z_{с.зII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,61 \cdot 6000/5}{13800/100} = 5,3 \text{ Ом} \quad (5.47)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 5,3 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{смI} = 0,156 \text{ Ом}$, $Z_{смII} = 0,64 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

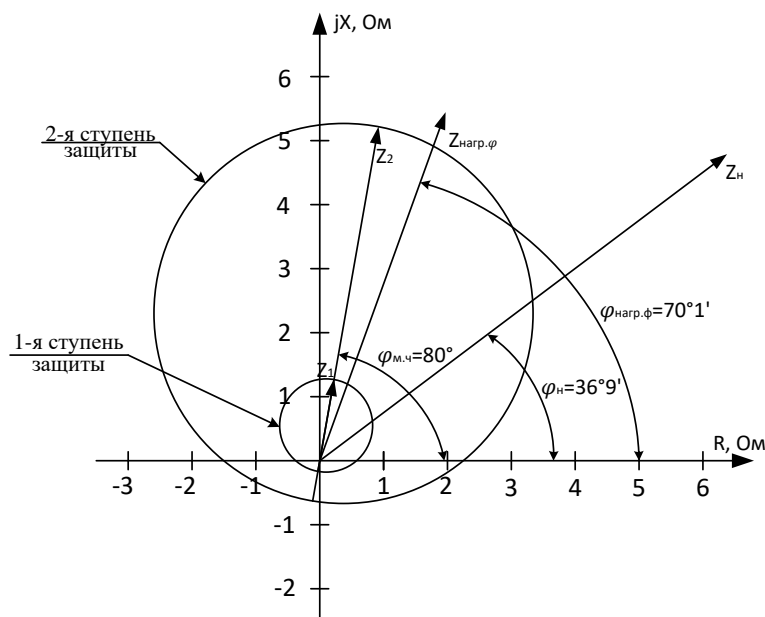


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.5.7 Защита ротора от перегрузки

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,07I_{НОМ.Р.} \quad (5.48)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,12I_{НОМ.Р.} \quad (5.49)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.6), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

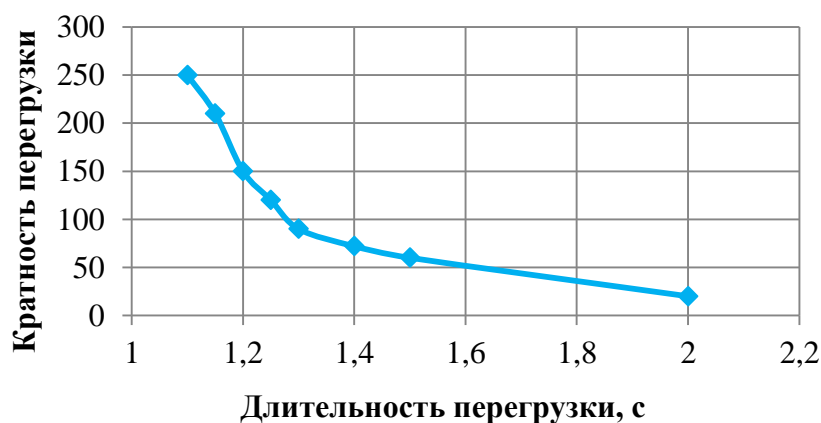


Рисунок 5.6 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.OTC.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 2,19I_{НОМ.Р.} \quad (5.50)$$

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

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС).

Высота ГТС находится в пределах 20 - 50 м на скальном основании, а мощность ГЭС ($N_{уст.ГЭС} = 450$ МВт) попадает в промежуток 300-1000 МВт.

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать или жизнедеятельности которых может быть нарушена при аварии гидротехнического сооружения достигает 2500 человек. На основании этих данных можно сделать вывод, что ГТС имеет II класс.

6.2 Определение отметки гребня плотины

6.2.1 Грунтовая плотина

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

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 333 + 1,6 = 334,6 \text{ м} \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,14 + 0,0012 + 0,6 = 1,7 \text{ м} \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\nabla h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 2000}{9,81 \cdot 20} \cdot 1 = 0,0012 \text{ м} \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра. При $V_w = 10$ м/с принимаем $K_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$;

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

L – длина разгона волны, м $L = 2$ км ;;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{333 - 293}{2} = 20 \text{ м} \quad (6.4)$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая для этого:

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

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2000}{10^2} = 196,2 \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189 \quad (6.6)$$

2. Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$. Расчеты приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – значение безразмерных комплексов.

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,9	0,024	4,3	0,1

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,9 \Rightarrow T = \frac{1,9 \cdot 10}{9,81} = 1,94 \text{ с}, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,024 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,024 \cdot 10^2}{9,81} = 0,24 \text{ м}. \quad (6.8)$$

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 1,94^2}{2 \cdot 3,14} = 5,9 \text{ м.} \quad (6.9)$$

4. Условие $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$, $20 > 2,95$ выполняется и, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,24 \cdot 2,1 = 0,514 \text{ м} \quad (6.10)$$

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

6. Определяем высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,25 \cdot 0,514 = 1,14 \text{ м} \quad (6.11)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, который крепится бетонными плитами, $k_r = 1$, $k_p = 0,9$.

$k_{sp} = 1,1$ принимаем для грунтовой каменно-набросной плотины с заложением откосов $m = 1,5$, при скорости ветра 10 м/с.

$k_{run} = 2,25$ принимается по графикам в зависимости от пологости волны

6.3 Гидравлические расчеты

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

Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности паводковых расходов (максимальных расходов в каждом году из заданного ряда наблюдений).

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

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более 3:

При числе гидроагрегатов ГЭС $n = 4$;

$$Q_p = Q_{осн.мах} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} \quad (6.12)$$

где $Q_{осн.мах} = Q_{мах 1\%} = 13938 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем.

$Q_{ГА}$ – расход через один гидроагрегат,
 n – количество гидроагрегатов.

$$Q_p = 13938 - 375 \cdot (4 - 1) = 12813 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{12813}{78,12} = 164,01 \text{ м} \quad (6.13)$$

где q_b – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 62,5 = 78,12 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.14)$$

где q_p – удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{нр} \cdot h_{нб} = 5 \cdot 12,5 = 62,5 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.15)$$

где $V_{нр}$ – допустимая скорость на рисберме (для скального основания 5,0 м/с);

$h_{нб}$ – глубина воды в НБ при $Q_{осн.мах} 1\%$ – 12,5 м.

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону. Так же должно удовлетворять условию:

$$B = b \cdot n \quad (6.16)$$

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

b – стандартная ширина пролета.

Тогда принимается $n = 7$ количество пролетов по 24 метров.

Окончательная ширина водосливного фронта $B = 24 \cdot 7 = 168$ м. При количестве затворов на водосбросной плотине более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора и исключать один пролет из расчета. По этой причине, если расчетное количество пролетов n больше шести, необходимо добавить еще один пролёт.

Тогда ширина водосливного фронта $B = 192$ м

Толщина быка:

$$\delta_6 \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b, \quad (6.17)$$

$$\delta_6 \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 24 \text{ м},$$

$$\delta_6 \geq (2,88 \div 3,84) \text{ м}.$$

Так как бык разрезной, выбираем его толщину равной $\delta_6 = 4$ м.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

Используя формулу расхода через водослив, можно определить полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02}

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{12813}{0.49 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81}} \right)^{2/3} = 10,73 \text{ м} \quad (6.18)$$

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

Тогда полный напор на водосливе в первом приближении:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.19)$$

$$H_{02} = \left(\frac{12813}{0.49 \cdot 0.95 \cdot 1 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81}} \right)^{2/3} = 11,05 \text{ м}$$

где $\sigma_{сж}$ - коэффициент бокового сжатия,

$\sigma_{п}$ - коэффициент подтопления (принимается равным 1),

$$\varepsilon = 1 - 0.2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (6.20)$$

$$\varepsilon = 1 - 0.2 \cdot \frac{0.7 + (7 - 1) \cdot 0.45}{7} \cdot \frac{10,73}{24} = 0.96$$

где b - ширина одного пролёта,

ε - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива. Форма боковых устоев изображена на рисунке 6.1.

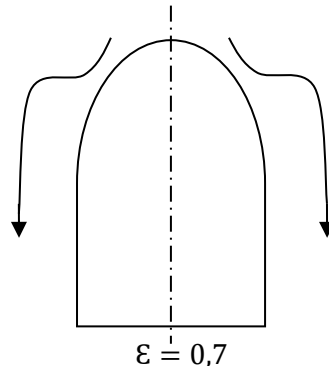


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 11,05 - \frac{1.1 \cdot 1,46^2}{2 \cdot 9.81} = 10,93 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,

$\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса,

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_0)}. \quad (6.22)$$

$$V_0 = \frac{12813}{40 \cdot (192 + (8 - 1) \cdot 4)} = 1,46 \text{ м/с}$$

где δ_0 - толщина быка;

B - ширина водосбросного фронта.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\Delta\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 333 - 12 = 321 \text{ м} \quad (6.23)$$

где $H_{\text{ст}}$ - стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом, $H_{\text{ст}} = 12$ м.

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\Delta ГБ = 321 + 1,6 \cdot 12 = 340,2 \text{ м}$$

Место для формулы.

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка $\nabla ГБ$, устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из: $\nabla ГГП = 334,6 \text{ м}$ и $\nabla ГБ = 340,2 \text{ м}$:

$$\nabla ГП = 340,2 \text{ м}$$

6.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Предварительно $\nabla ФПУ = 334 \text{ м}$. Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.24)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{с}} \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = 17220 - 375 \cdot 4 = 15720 \text{ м}^3/\text{с}$$

где $Q_{\text{мах повер}}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% ,

$Q_{\text{ГЭС}}$ - максимальных расход, требующийся для выработки установленной мощности станции,

$Q_{\text{с}}$ - расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения.

Напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{15720}{0,49 \cdot 192 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,25 \text{ м.} \quad (6.26)$$

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

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.27)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{15720}{0.49 \cdot 0.94 \cdot 1 \cdot 192 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81}} \right)^{2/3} = 11,6 \text{ м}$$

$$\varepsilon = 1 - 0.2 \cdot \frac{0.7 + (8 - 1) \cdot 0.45}{10} \cdot \frac{11,25}{24} = 0.95$$

$$H = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2g} = 11,6 - \frac{1.1 \cdot 1,79^2}{2 \cdot 9.81} = 11,42 \text{ м} \quad (6.28)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_0)} \quad (6.29)$$

$$V_0 = \frac{15720}{40 \cdot (192 + (8 - 1) \cdot 4)} = 1,79 \text{ м/с}$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\Delta\text{ФПУ} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 321 + 11,42 = 332,42 \text{ м} \quad (6.30)$$

Расчетная отметка $\nabla\text{ФПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно отметки $\nabla\text{ФПУ}$, достаточно для пропускной способности водослива.

6.4 Построение профиля водосливной грани

Определяем координаты оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А [21, таблица 6-12]. Табличные координаты умножаем на $H_{\text{ст}}$ и строим кривую. В таблицу 6.2 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива.

Таблица 6.2 - Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$.

х	у	х	у	х	у	х	у
0	1,512	12	3,072	24	14,82	36	33,888
1,2	0,432	13,2	3,852	25,2	16,428	37,2	36,156
2,4	0,084	14,4	4,728	26,4	18,096	38,4	38,484
3,6	0	15,6	5,7	27,6	19,836	39,6	40,86
4,8	0,072	16,8	6,768	28,8	22,728	40,8	43,308
6	0,324	18	7,932	30	23,52	42	45,816

Окончание таблицы 6.2

x	y	x	y	x	y	x	y
7,2	0,72	19,2	9,168	31,2	25,464	43,2	48,372
8,4	1,2	20,4	10,476	32,4	27,468	44,4	50,988
9,6	1,392	21,6	11,844	33,6	29,544	45,6	53,652
10,8	2,376	22,8	13,296	34,8	31,32	46,8	56,376

6.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Для наглядности, оголовок и сжатое сечение представлено на рисунке 6.2

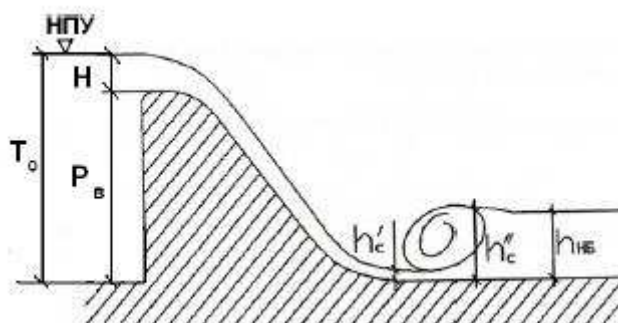


Рисунок 6.2 – Оголовок и сжатое сечение

Определяем параметры гидравлического режима. Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий с учетом дополнительного отверстия.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 12813^2}{9,18 \cdot (192 + 4 \cdot 7)^2}} = 7,24 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Вычислив отношение $\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}$ и определив значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани. В курсовом проекте можно принять, что плотины высотой менее 15 м имеют малую длину сливной грани; высотой от 15 до 40 м – среднюю длину сливной грани; высотой свыше 40 м – большую длину сливной грани.

По графику М.Д. Чертоусова [21, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ε_{T_0} определяем ε_c и ε_c'' .

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 333 - 293 = 40 \text{ м} \quad (6.32)$$

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{7,245} = 5,52 \quad (6.33)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,33 \cdot 7,24 = 2,39 \text{ м} \quad (6.34)$$

$$h''_c = \varepsilon_c'' \cdot h_{кр} = 2,35 \cdot 7,24 = 17,03 \text{ м} \quad (6.35)$$

Так как $h''_c = 17,03 \text{ м} > h_{НБ} = 12,5 \text{ м}$, следовательно, получается сопряжение по типу отогнанного прыжка.

6.6 Гашение энергии потока

Гашение энергии потока осуществляется при помощи комбинированной системы колодец плюс стенка. При отдельном расчете стенки и колодца высоты получаются слишком большие, целесообразно применить комбинированную систему, исходя из условия в этом случае:

Принимаем глубину колодца $d_{кол} = 5 \text{ м}$.

Проводим уточнение значения h'_c и h''_c с учетом колодца:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} + d_{кол} = 333 - 293 + 5 = 45 \text{ м} \quad (6.36)$$

$$\varepsilon_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{45}{7,24} = 6,2 \quad (6.37)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,31 \cdot 7,24 = 2,24 \text{ м} \quad (6.38)$$

$$h''_c = \varepsilon_c'' \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 7,24 = 18,11 \text{ м} \quad (6.39)$$

$$\sigma \cdot h''_c = d_{кол} + d_{ст} + H_{ст} \quad (6.40)$$

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

$d_{кол}$ – глубина колодца, м;

$d_{ст}$ – высота водобойной стенки, м;

$H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой, м.

Высота стенки рассчитывается по формуле:

$$d_{ст} = \sigma \cdot h''_c - d_{кол} - H_{ст} \quad (6.41)$$

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} - \frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2} \quad (6.42)$$

$$H_{ст} = \left(\frac{58,24}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 58,24^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 18,11)^2} = 10,73 \text{ м}$$

$$q = \frac{Q_p}{B_k} = \frac{12813}{192 + 4 \cdot 7} = 58,24 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.43)$$

Высота водобойной стенки:

$$d_{ст} = 1,1 \cdot 18,11 - 5 - 10,73 = 4,191 \text{ м}$$

Полная удельная энергия за стенкой равна:

$$T_0 = d_{ст} + H_{ст} \quad (6.44)$$

$$T_0 = 4,191 + 10,73 = 14,92 \text{ м}$$

Вычисляем отношение по формуле (6.37):

$$\xi_{T_0} = \frac{14,92}{7,245} = 2,059$$

По графику М. Д. Чертоусова [21, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\xi' = 0,66$ и $\xi'' = 0,95$.

Вычисляем сопряженные глубины:

- первая сопряженная глубина по формуле (6.38):

$$h_c' = 0,66 \cdot 7,245 = 4,78 \text{ м}$$

- вторая сопряженная глубина по формуле (6.39):

$$h_c'' = 0,95 \cdot 7,245 = 6,88 \text{ м}$$

Определим тип прыжка:

$h'_c = 6,88$ м, глубина нижнего бьефа при расходе $Q_p = 12813 \text{ м}^3/\text{с}$
 $h_{\text{нб}} = 12,5$ м, значит $h'_c < h_{\text{нб}}$ – имеем затопленный прыжок.
Дополнительные гасители не требуется.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} \quad (6.45)$$

где v_c – скорость течения в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{q_c}{h'_c} = \frac{58,24}{2,24} = 25,93 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.46)$$

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot 25,93 \cdot \sqrt{2,24} = 5,82 \text{ м}$$

С целью экономии принимаем толщину водобойной плиты $\delta_{\text{в}} = 2$ м, и закрепляем на скале с помощью анкеров.

Длина водобоя для рассчитывается по формуле:

$$l_{\text{п}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h'_c - h'_c) \quad (6.47)$$

$$l_{\text{п}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 18,11 - 2,246) = 80,41 \text{ м}$$

где $l_{\text{п}}$ – длина гидравлического прыжка

Длина водобоя при наличии на нем гасителей:

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{п}} \quad (6.48)$$

$$l_{\text{вод}} = 0,8 \cdot 80,41 = 64,3 \text{ м}$$

6.7 Рисберма

За системой водобойный колодец плюс стенка устраиваем рисберму для успокоения и рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Конструкцию рисбермы по течению облегчаем. Принимаем длину каждой плиты рисбермы 10 м. Примем количество плит рисбермы 4. Швы между плитами не герметичны, закрепляем плиты на скале с помощью анкеров.

Длина рисбермы принимается $L_p = 40$ м.

Толщина плит рисбермы определяется по следующей формуле:

$$t_p = \frac{\rho_B \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_6 - \rho_B)} \quad (6.49)$$

$$t_p = \frac{1000 \cdot 0,92 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 0,82 \text{ м}$$

где K_c – коэффициент запаса, $K_c = 1,25$;

$$h_p = 2 \cdot h_v \cdot \left(\frac{h_{\text{кр.р.}}}{x} \right)^{1,34} \quad (6.50)$$

$$h_p = 2 \cdot 8,6 \cdot \left(\frac{7,24}{64,2} \right)^{1,34} = 0,92 \text{ м}$$

где $h_{\text{кр.р}}$ критическая глубина на рисберме;

x – расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты;

$$h_v = \frac{\alpha \cdot v_c^2}{2 \cdot g} \quad (6.51)$$

$$h_v = \frac{1,1 \cdot 12,2^2}{2 \cdot 9,81} = 8,6 \text{ м}$$

где v_c – скорость воды в сжатом сечении;

$$v_c = \frac{Q_p}{B_{\text{п}} \cdot h'_c} \quad (6.52)$$

$$v_c = \frac{12813}{220 \cdot 4,78} = 12,2 \text{ м/с}$$

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр.р}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_{\text{рис}}^2}{g}} \quad (6.53)$$

$$h_{\text{кр.р}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 58,24^2}{9,81}} = 7,24 \text{ м}$$

где q_p – удельный расход на рисберме;

Удельный расход на рисберме определяем по формуле:

$$q_p = \frac{Q_p}{B_{\text{п}}} \quad (6.54)$$

$$q_p = \frac{12813}{220} = 58,24 \text{ м/с}$$

Для первой плиты рисбермы:

Расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты:

$$x = l_{\text{в}} = 64,2 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Для второй плиты рисбермы.

Расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты:

$$x = l_{\text{в}} + l_{\text{р1}}; \quad (6.56)$$

где $l_{\text{р1}}$ - длина первой плиты рисбермы;

$$x = 64,2 + 10,0 = 74,2 \text{ м.}$$

$$h_p = 2 \cdot 8,6 \cdot \left(\frac{7,24}{74,2}\right)^{1,34} = 0,76 \text{ м.}$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$t_p = \frac{1000 \cdot 0,76 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 0,67 \text{ м.}$$

Для третьей плиты рисбермы.

Расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты:

$$x = l_{\text{в}} + l_{\text{р1}} + l_{\text{р2}}; \quad (6.57)$$

где $l_{\text{р2}}$ - длина второй плиты рисбермы;

$$x = 64,2 + 10 + 10 = 84,2 \text{ м.}$$

h_p по формуле (9.2):

$$h_p = 2 \cdot 8,6 \cdot \left(\frac{7,24}{84,2}\right)^{1,34} = 0,64 \text{ м.}$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$t_p = \frac{1000 \cdot 0,64 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 0,57 \text{ м.}$$

Толщину четвертой плиты принимаем равной толщине третьей плиты. В конце четвертой плиты устраиваем зуб для устойчивости рисбермы против сдвига по основанию.

6.8 Определение пропускной способности донных отверстий

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Расход через водосбросную плотину берется с учетом сработки полезного объема водохранилища: $V_{\text{пол}} = 19,06 \text{ км}^3$, $t_{\text{ср}} = 7 \text{ мес}$

$$Q = 1050 \text{ м}^3/\text{с}$$

Пропускная способность донных отверстий водосбросной плотины определяется по формуле, при условии, что донное выходное отверстие не затоплено:

$$Q_{\text{дон}} = \mu \omega \sqrt{2gH}, \quad (6.58)$$

где $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода;

ω - площадь отверстия, м^2 ;

H - напор над центром выходного отверстия, м.

Задавшись высотой донного отверстия, равной 5 м, напор над центром входного отверстия будет равен 35,5 м.

Площадь поперечного сечения отверстия ω при известном Q и напоре 35,5 м будет равна:

$$\omega = \frac{Q}{\mu n \sqrt{2gH}} = \frac{1050}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,5}} = 49,73 \text{ м}^2. \quad (6.59)$$

Тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{\omega}{h} = \frac{49,73}{5} = 9,95 \text{ м.} \quad (6.60)$$

$$b = 5 \cdot 2 = 10 \text{ м.}$$

Таким образом, для пропуска расхода $Q = 1050 \text{ м}^3/\text{с}$, принимаем два донных водосбросных отверстия размером $5 \cdot 5 \text{ м}$, с плоскими затворами. Схема донного отверстия водосбросной плотины построенная по результатам расчетов приведена на рисунок 6.3.

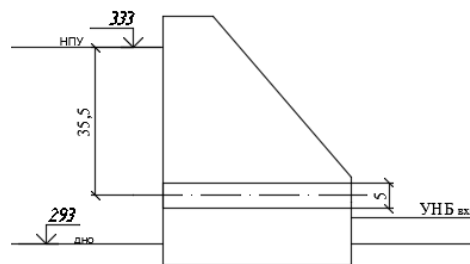


Рисунок 6.3 - Схема донного отверстия водосбросной плотины.

6.9 Конструирование основных элементов плотины

6.9.1 Определение ширины и отметки подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

1. Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне.
2. Устойчивость по основанию (на сдвиг).

Ширина подошвы плотины по первому условию рассчитывается по формуле:

$$B' = \frac{h}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_B} \cdot (1 - n) + n \cdot (2 - n) - \alpha_1}} \quad (6.61)$$

где γ_6, γ_B удельный вес бетона и воды соответственно $\gamma_6 = 24 \text{ кН/м}^3$,
 $\gamma_B = 10 \text{ кН/м}^3$

α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, $\alpha_1 = 0,5$

h - высота треугольника, в которой вписываем плотину, равная:

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 333 - 286 = 47 \text{ м} \quad (6.62)$$

$$\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНА} - \delta_{\text{к}} + \delta_{\text{в}} = 293 - 5 - 2 = 286 \text{ м} \quad (6.63)$$

Ширина плотины по второму условию:

$$B' = \frac{\gamma_{\text{п}} \cdot h}{f \cdot \left(\frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)} \quad (6.64)$$

где $\gamma_{\text{п}}$ - коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса капитальности сооружения, $\gamma_{\text{п}} = 1,25$

f - коэффициент трения бетона по грунту, $f = 0.78$

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет ширины подошвы плотины

n	B'	B''
-0,15	33,7658	43,04
-0,12	33,7998	42,31
-0,1	33,8313	41,84
0,1	34,5551	37,66
0,12	34,6715	37,29
0,15	34,8627	36,74
0,3	36,1538	34,24
0,6	41,2217	30,13
0,8	48,4768	27,9
0,95	59,8108	26,43
1	66,468	25,97

По результатам расчетов построим зависимость $B = f(n)$, зависимость представлена на рисунок 6.4.

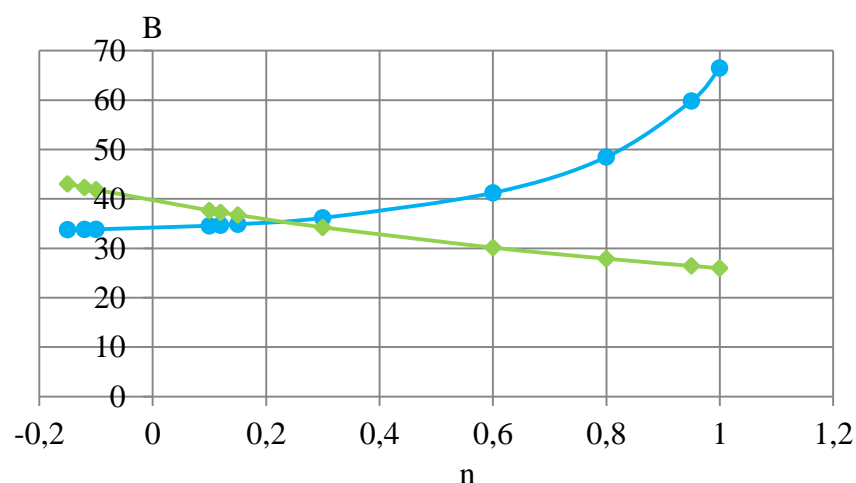


Рисунок 6.4- График зависимости $B = f(n)$

Принимаем $B = 35 \text{ м}$

6.9.2 Подземный контур плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B \quad (6.65)$$

где B - ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot 35 = 1,6 \div 3,2 = 3 \text{ м}$$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H \quad (6.66)$$

$$H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 333 - 295 = 38 \text{ м} \quad (6.67)$$

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 0,75 \cdot 38 = 28,5 \text{ м}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}} \quad (6.68)$$

Принимаем:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 28,5 = 17,1 \text{ м}$$

Диаметр дренажных скважин 0,2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр}}} \quad (6.69)$$

где ΔH – потери напора на завесе, $\Delta H = 22,8$ м,

γ_n -коэффициент надежности по ответственности сооружения $\gamma_n = 1,25$

$J_{кр}$ – критический градиент напора, $J_{кр} = 15$

$$\delta_{зав} = \frac{22,8 \cdot 1,25}{15} = 1,9 \text{ м}$$

Расстояние от оси цементационной завесы до оси дренажа принимаем из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ и } l_2 > \frac{\delta_{зав}}{2} \quad (6.70)$$

$$l_2 > 4 \text{ и } l_2 > \frac{1,9}{2} = 0,95 \text{ м}$$

Окончательно $l_2 = 5$ м

6.9.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Ранее была определена ширина быка $d = 4$ м. Режу по быку.

6.9.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив, для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе, для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу, также они служат опорами для затворов и мостов.

Устраиваем разделительные устои, задачей которых является защита потока в НБ за зданием ГЭС от сбойных течений.

В нашем случае устраиваем три отдельных устоя, один из которых отделяет водосливную плотину от бетонной плотины с донными отверстиями, другой отделяет водосливную плотину от стационарной части. Третий устой отделяет плотину с донными отверстиями от глухой бетонной плотины.

6.9.5 Разрезка плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние меж секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м, принимаем 28 м в связи с выбором ширины быка и пролета.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

6.9.6 Галереи

Устраиваем галерею цементационной завесы и дренажа, размер из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3 · 3,5 м. В теле плотины устраиваем смотровую галерею с шагом 15 м по высоте. Размеры смотровой галереи 1,25 · 2 м.

6.9.7 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраиваем комбинированную систему колодец плюс стенка, а для гашения остаточной энергии устраиваем рисберму. Расчет рисбермы приведен в пункте 6.7.

6.10 Определение основных нагрузок на плотину

6.10.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 700 \text{ м}^2, S_{\text{б}} = 1350 \text{ м}^2,$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} \quad (6.71)$$

$$G_{\text{пл}} = \frac{700 \cdot 24 \cdot 24}{24 + 4} = 14400 \text{ кН/м}$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}}}{b_{\text{б}} + \delta_{\text{б}}} \quad (6.72)$$

$$G_{\text{б}} = \frac{1350 \cdot 4 \cdot 24}{24 + 4} = 4629 \text{ кН/м}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g \quad (6.73)$$

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot 324 \sqrt{324} \cdot 9,81 = 3146,6 \text{ кН}$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\PY - \nabla\Gamma\B + 0,5) \cdot b \quad (6.74)$$

$$f = (334 - 321 + 0,5) \cdot 24 = 324 \text{ м}^2$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} \quad (6.75)$$

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{3146}{24 + 4} = 112 \text{ кН/м}$$

6.10.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- со стороны верхнего бьефа:

$$\text{где } h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{подошвы} = 333 - 286 = 47\text{м}$$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} \quad (6.76)$$

$$T_H = \frac{10 \cdot 9,81 \cdot 9^2}{2} = 397 \text{ кН/м}$$

$$\text{где } h_2 = \nabla\text{УНБmin} - \nabla\text{подошвы} = 295 - 286 = 9\text{м}$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны НБ:

$$W_{\text{пр}} = S_{\text{эп}}^{\text{H}} \cdot \gamma_w = 44 \cdot 10 = 440 \text{ кН/м} \quad (6.77)$$

где $S_{\text{эп}}^{\text{H}} = 44 \text{ м}^2$ площадь поперечного сечения тела давления.

Плечо для силы гидростатического давления воды определяется как треть высоты поверхности давления:

$$l_{T_e} = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОДОШВЫ}}}{3} \quad (6.78)$$

$$l_{T_e} = \frac{333 - 286}{3} = 15,7 \text{ кН/м}$$

$$l_{T_n} = \frac{\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОДОШВЫ}}}{3} \quad (6.79)$$

$$l_{T_n} = \frac{295 - 286}{3} = 3 \text{ кН/м}$$

6.10.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эюра взвешивающего давления при плоской подошве представляет собой, прямоугольник стороны которого равны ширине подошвы и расстоянию от уровня нижнего бьефа до подошвы.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = \rho_w \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{ПОДОШВЫ}}) \quad (6.80)$$

$$W_{\text{вз}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 35 \cdot (295 - 286) = 3090 \text{ кН}$$

6.10.4 Фильтрационный расчет

Производится расчет при уровне верхнего бьефа, соответствующем нормальному подпорному уровню, через плотину пропускаем расход на нужды водохозяйственного комплекса ($Q_{\text{вхк}}$).

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} \quad (6.81)$$

$$H_d = 333 - 295 = 38 \text{ м}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d \quad (6.82)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 30 = 15,2 \text{ м}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d \quad (6.83)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot 38 = 7,6 \text{ м}$$

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} \quad (6.84)$$

$$\Delta H_3 = 38 - 15,2 = 22,8 \text{ м}$$

Эпюра пьезометрического напора представлена на рисунке 6.5

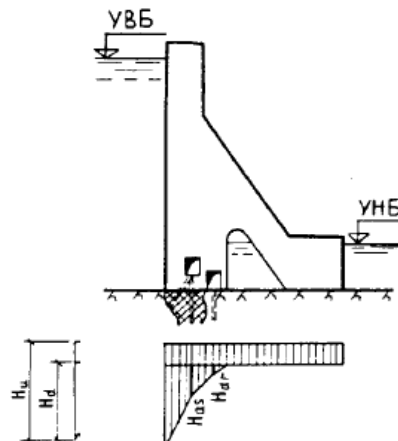


Рисунок 6.5. – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины.

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi \quad (6.85)$$

$$W_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 239,4 = 2348,5 \text{ кН}$$

6.10.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_v \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.86)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,514 \left(\frac{5,9}{3,14} + \frac{0,14}{2} \right) = 5 \text{ кН}$$

где h_0 определяется по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} \quad (6.87)$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 0,514^2}{5,9} = 0,14 \text{ м}$$

Линия действия равнодействующей $W_{волн}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} \quad (6.88)$$

$$y_c = \frac{5,9}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,514 = 0,74 \text{ м}$$

6.11 Оценка прочности плотины

Оценка прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Оценка общей прочности плотины проводится относительно горизонтального сечения подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составим таблицу 6.4, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке .

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	10835	15,7	169751
Тн	1	←	397	3	-1192
Gб	0,95	↓	4397	8,6	-37815
Gпл	0,95	↓	13680	7,5	-102600
Wвзв	1	↑	3090	0	0
Wф	1	↑	2348,5	8,5	19962
Qз	0,9	↓	101	15	-1517
Wволн	1	→	5	46,3	226
Wпр	1	↓	440	13,2	5808
ΣN			13180		
ΣM			52622		

Расчёт краевых напряжений для в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

– для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} \quad (6.89)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{13180}{35} + \frac{6 \cdot 52622}{35^2} = -118,8 \text{ кПа}$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.90)$$

$$\sigma_x^u = -118,8 \cdot 0 - 10 \cdot 47 \cdot (1 - 0) = -470 \text{ кПа}$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 333 - 286 = 47 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и горизонталью.

Так как напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.91)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^u = -118,8 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 47 \cdot 0 = -118,8 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.93)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 47 = -470 \text{ кПа}$$

– для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} \quad (6.94)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{13180}{35} - \frac{6 \cdot 52622}{35^2} = -634,3 \text{ кПа}$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.95)$$

$$\sigma_x^t = -634,3 \cdot 0,75 - 10 \cdot 9 \cdot (1 - 0,75) = -396,2 \text{ кПа}$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где $\alpha_2 = 37^\circ$ – угол между нижней гранью и горизонталью.

$H_d^t = \nabla УНБ_{min} - \nabla_{нод} = 295 - 286 = 9 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.96)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 9 - 634,3) \cdot 0,75 = 408,2 \text{ кПа}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 9 = -90 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.98)$$

$$\sigma_3^t = -634,3 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 9 \cdot 0,75^2 = -940,5 \text{ кПа}$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.5.

Таблица 6.5- Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-118,8
	σ_x^u	-470
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-118,8
	σ_3^u	-470
Низовая	σ_y^t	-634,3
	σ_x^t	-396,2
	τ_{xy}^t	408,2
	σ_1^t	-90
	σ_3^t	-940,5

6.12 Критерии прочности плотины и ее основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.99)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 1$;

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| = 1,25 \cdot 1 \cdot 940,5 = 1175,6 \quad (6.100)$$

Подбирая различные классы бетона по расчетному сопротивлению бетона сжатию, видим, что подходит бетон класса В5 с $R_b = 2800$ кПа.

$$\gamma_{cd} \cdot R_b = 1 \cdot 2800 = 2800 \text{ кПа} \quad (6.101)$$

Условие выполняется $2800 \text{ кПа} \geq 1175,6 \text{ кПа}$.

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

$$-118,8 \text{ кН/м}^2 < 0 \text{.- условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.102)$$

$$118,8 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 47$$

где $H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 333 - 286 = 47$ м – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$118,8 \text{ кН/м}^2 \geq 117,5 \text{ кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.13 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.103)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;

γ_{cd} – коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющиеся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_\phi - W_{вз} + W_{пр}) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega \quad (6.104)$$

$$R = (13680 + 4397 + 101 - 2348,5 - 3090 + 440) \cdot 0,78 + 100 \cdot 35 = 13780 \text{ кПа}$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, $\omega = B_{п} \cdot 1 = 35 \text{ м}^2$

c – сцепление грунта основания, $c = 100 \text{ кН/м}^2$;
погонный метр;

F – сдвигающая сила

$$F = T_B - T_H + W_{волн} \quad (6.105)$$

$$F = 10835 - 397 + 5 = 10443 \text{ кПа}$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{13780 \cdot 0,95}{10443 \cdot 1} \geq 1,25$$

$$1,3 \geq 1,25$$

По проведенным проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности при основном сочетании нагрузок. Запас по надежности плотины обеспечивает ее устойчивость.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Алданской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Алданской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.2 Пожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и

управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТДЦ 160000/220/13,8 кВ, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Алданской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- Проведение противопожарных тренировок;
- Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ-1160/135-60 мощностью 103 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Алданская ГЭС предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.3 Охрана труда и техника безопасности

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

На Алданской ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро, пожаро, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Алданской гидроэлектростанции будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;

– оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Алданской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды

Природоохранные мероприятия при эксплуатации направлены на сохранение водных объектов, водосборных площадей, земель, почв, лесов и иной растительности, биологического разнообразия, обеспечение устойчивого функционирования естественных экологических систем, сохранение природных ландшафтов, особо охраняемых природных территорий и памятников природы и иные необходимые меры по недопущению возможных негативных изменений окружающей природной среды. При проектировании водохранилища предусматриваются мероприятия по предупреждению и устранению возможного загрязнения окружающей среды, влияния на здоровье населения, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов.

Обязательным условием современного промышленного проектирования является внедрение передовых ресурсосберегающих, безотходных и малоотходных технологических решений, позволяющих максимально сократить или избежать поступлений вредных химических или биологических компонентов выбросов в атмосферу, почву и водоемы, предотвратить или снизить воздействие физических факторов до гигиенических нормативов и ниже. Мероприятия по охране водных ресурсов от загрязнения включают санитарную подготовку территории водохранилища к затоплению и полную очистку зоны затопления от древесно-кустарниковой растительности. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы Санитарными правилами СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
 - вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
 - санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
 - мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;

- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий.

Для сохранения природного ландшафта предполагается рекультивация карьеров и земель, отводимых под промышленные площадки и автодороги, отвалы и резервы грунта. При рекультивации проводится срезка и выравнивание откосов выработок, планировка, укладка почвенно-растительного слоя и посадка саженцев деревьев.

При образовании мелководий и возможном заболачивании территорий вблизи населенных пунктов, вызывающих ухудшение санитарных условий проживания населения, будут предусмотрены мероприятия по их предотвращению.

Исходя из характера природных условий и технических параметров гидроузла в нижнем бьефе ГЭС возможно проведение комплекса защитных мероприятий, обеспечивающих минимизацию возможного воздействия, связанного с резким колебанием уровня воды из-за изменения режимов работы ГЭС. В составе мероприятий могут предусматриваться берегозащитные мероприятия, вынос зданий и сооружений за пределы возможной берегопереработки, переселение населения, комплекс компенсационных природоохранных мероприятий и т.д.

В результате затопления сельхозугодий, хозяйства полностью теряют получаемую с них продукцию. В целях восстановления потерь сельскохозяйственного производства совхозов, затрагиваемых гидростроительством, проектом намечается освоение равновеликой площади посевных земель и проведение на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия.

Звери и птицы, а также пресмыкающиеся и земноводные, которые исчезнут в связи с затоплением свойственных для их обитания угодий и биотопов, сохранятся в достаточном количестве на прилегающей территории, которая не подвергнется изменению.

С целью дальнейшего сохранения растительности и животного мира, побережье Корецкого водохранилища включается в пятикилометровую охранную зеленую зону.

В связи с неблагоприятными условиями для естественного воспроизводства в водохранилище ценных промысловых рыб, основное пополнение их намечается за счет мероприятий по искусственному рыборазведению.

При эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она соответствует первоначальным природным свойствам и она может использоваться для водоснабжения населенных пунктов.

Создание Корецкого водохранилища не приведет к коренной перестройке климатических условий района строительства.

7.5 Воздействия на природную среду в строительный период

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы:

- 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования;
- 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства.

Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории. Необходимо также

предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	450	450	450	450
Число часов использования установленной мощности	Часы	4500	4500	4500	4500
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2025000	2025000	2025000	2025000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	20250	20250	20250	20250
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	2004750	2004750	2004750	2004750
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	179,93	185,44	190,95	196,30
НДС к выручке	млн.руб	27,45	28,29	29,13	29,94

Вывод: после выхода ГЭС на установленную мощность 450 МВт идет увеличение выручки от реализации электроэнергии.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на

среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	114,84
Прочие	274,0	123,30
Итого по ГЭС	529,2	238,14

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости. Удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина
1-5 год	0,06
5-9	0,09
10-15	0,14
Свыше 15	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб./МВт	60,88
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб./МВт·ч	4,26
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	1,24
Итого		66,39

Налог на воду в расчете на 1 тыс.кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Алдан составляет 4,8 руб. Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	180,97	182,39	182,39	182,39	182,39
Расходы на страхование, млн.руб.	10,74	36,34	62,27	89,12	116,86
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	209,79	238,14	238,14	238,14	238,14
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,45	1,51	3,89	5,57	7,30
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	58,87	66,39	66,39	66,39	66,39
Налог на воду, млн.руб.	16,17	18,66	18,66	18,66	18,66
Итого, млн.руб.	476,99	543,44	571,75	600,28	629,75

Вывод: при оценке текущих затрат по гидроузлу проявляется что основную часть затрат приходится на амортизационные отчисления и эксплуатационные нужды, для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы рисунок 8.2.



Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Алданской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2021-2025 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	506,39	659,72	682,97	707,44	730,00
НДС, млн.руб.	201,67	656,98	677,14	698,45	718,04
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	3,79	3,81	3,81	3,81	3,81
Налог на имущество, млн.руб.	141,45	135,10	130,80	126,84	122,88
Итого, млн.руб.	853,29	1455,61	1494,71	1536,53	1574,72

Вывод: в соответствии с Налоговым Кодексом РФ после завершения строительства Алданской ГЭС основной отток денежных средств на налоговые расходы приходится на налог на прибыль и НДС

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	2718,33	2809,95	2895,39	2986,79	3069,63
Текущие расходы, млн.руб.	291,32	311,28	331,25	351,54	372,55
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2427,02	2498,67	2564,14	2635,24	2697,08
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	485,40	499,73	512,83	527,05	539,42

Окончание таблицы 8.7

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	1941,61	1998,94	2051,31	2108,19	2157,67
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2718,33	2809,95	2895,39	2986,79	3069,63
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: из годового графика прибыли в первые годы эксплуатации, с увеличением выручки увеличилась и чистая прибыль. Каждый год в среднем чистая прибыль в процентном отношении, если сравнивать с предыдущим годом увеличивается на 4%, это хорошо проявляется на рисунке 8.4.

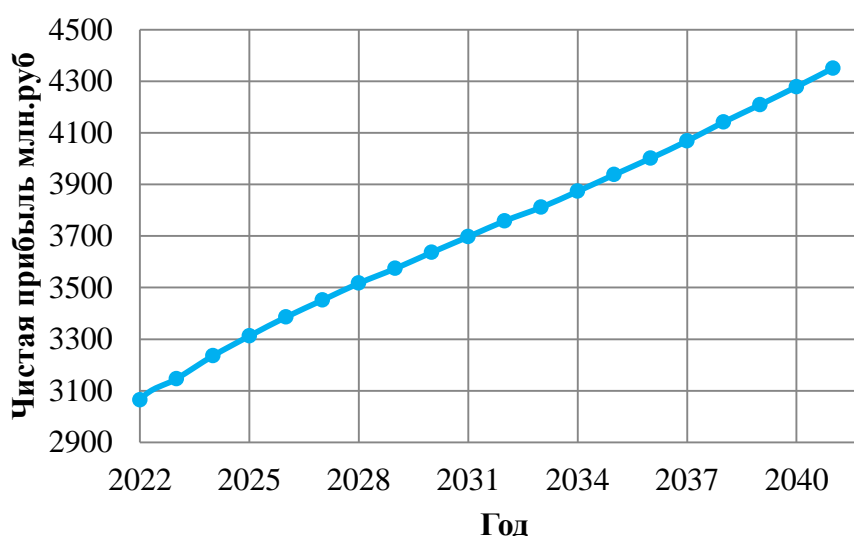


Рисунок 8.4 – Чистая прибыль, млн. руб.

8.5 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 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №92 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Алданской ГЭС составляет 24 года, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.
3. Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Алданская ГЭС на реке Алдан»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	72
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	14339,28
Индекс прибыльности – PI, руб.	3,58
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,21
Удельные капитала вложения, руб/кВт	14567

8.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	728,02	1339,17	1382,57	1428,35	1470,50
В региональный бюджет, млн.Рублей	141,45	135,10	130,80	126,84	122,88
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	869,47	1474,27	1513,38	1555,20	1593,38

Вывод: предполагаемые налоговые выплаты поступающие в региональный бюджет с каждым годом растут, а поступление в федеральный бюджет уменьшается

8.6 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогноза тарифа к изменениям:

- а) ставки налогов;
- б) объема инвестиций;
- в) цены сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. Изменение величины индекса доходности (NPV) от уровня налогообложения представлены на рисунке 8.6.

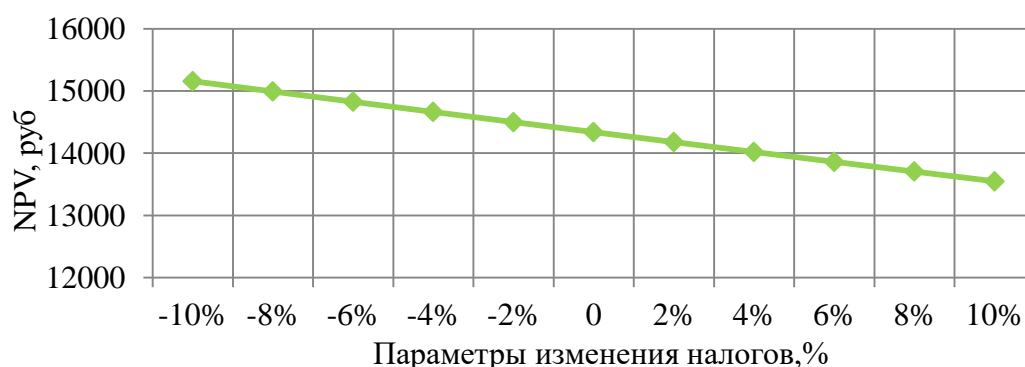


Рисунок 8.6 - Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов.

Вывод: увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины индекса доходности NPV.

Изменение величины индекса доходности (NPV) от изменения объемов инвестиций в рассматриваемый проект представлены на рисунке 8.7.

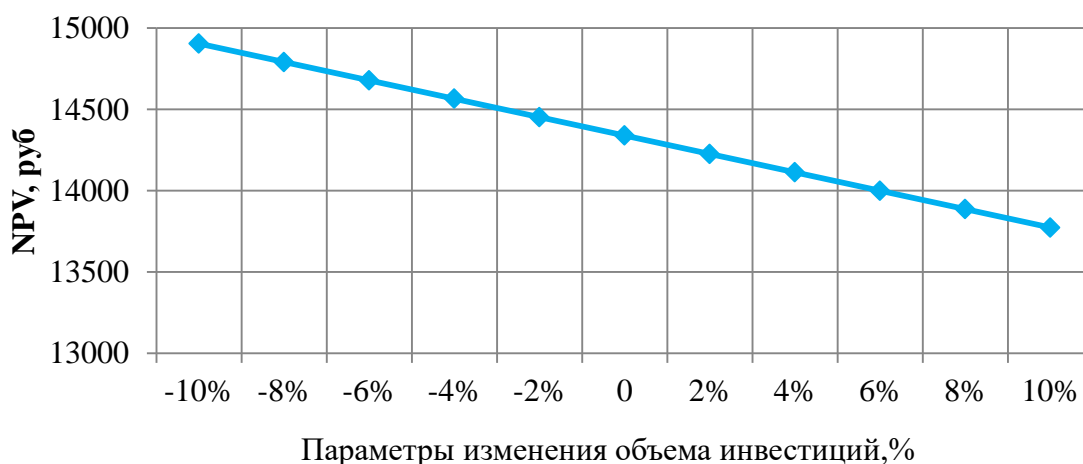


Рисунок 8.7 - Сумма NPV в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций приводит к уменьшению величины NPV.

Изменение величины индекса доходности (NPV) от цены сбыта электроэнергии и мощности представлены на рисунке 8.8

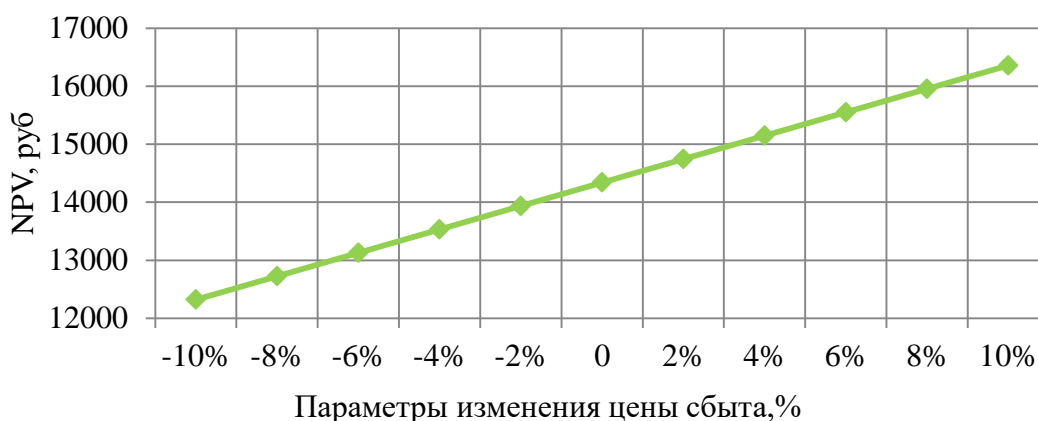


Рисунок 8.8 - Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта.

Вывод: Увеличение цены сбыта приводит к увеличению величины PI.

Изменение величины индекса доходности (NPV) от величины ставки дисконтирования, принятой в проекте представлены на рисунке 8.9.

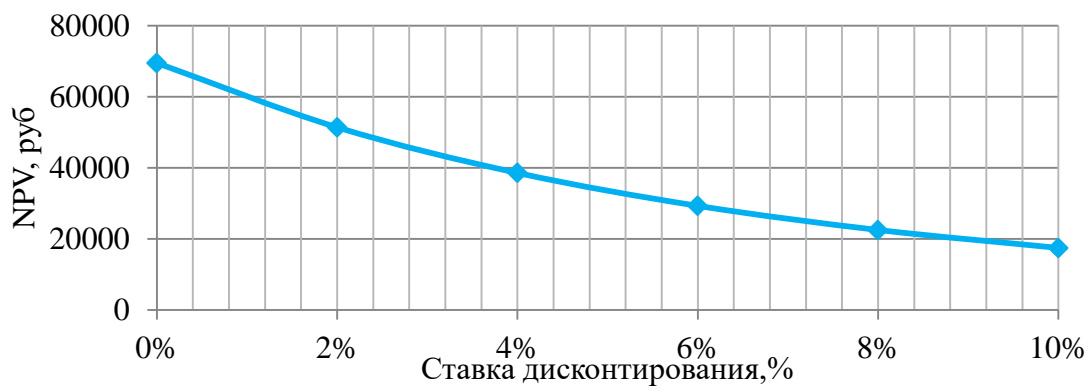


Рисунок 8.9 - Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины NPV.

9 Системы технологического управления и контроля гидроагрегатов ГЭС – технологическая автоматика АСУ ТП – агрегатного уровня

9.1 Назначение, состав и функции системы

Назначение: повышение надежности и эффективности работы Алданской ГЭС путем автоматизации технологических процессов производства и выдачи электроэнергии.

АСУ ТП проектируется как двухуровневая распределительная система, в состав которой входят:

- Верхний уровень (Станционный)
- Нижний уровень (Агрегатный)

Станционный уровень управления предназначен для контроля и наблюдения за технологическим процессом по всей станции и отображения технологической информации в доступном виде, изменение параметров настроек работы системы, архивирование данных, протоколирование. Станционный уровень позволяет осуществлять управление каждым агрегатом минимальным количеством дежурного персонала с центрального пульта управления (ЦПУ) станции (пуск, останов, изменение режимов работы, регулирование активной и реактивной мощности ГРАМ), в который входит автоматизированное рабочее место (АРМ).

Агрегатный уровень контроля и управления АСУ ТП – уровень непосредственного контроля и управления технологическим оборудованием ГЭС (гидроагрегаты, трансформаторы, выключатели, оборудование системы возбуждения, насосы, компрессоры и др. вспомогательное оборудование).

Агрегатный уровень управления ГЭС обеспечивает ввод и обработку информации от технологического оборудования ГЭС и вывод управляющих воздействий на устройства управления или исполнительные механизмы управления технологическим оборудованием ГЭС

В качестве источников информации при организации управления технологическим оборудованием используются различные датчики информации, измерительные преобразователи электрических величин, датчики давления, датчики уровня, датчики перемещения, имеющие унифицированные токовые выходы и выходы напряжения, а также термопреобразователи сопротивлений.

Система АСУ ТП должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- сбор данных с датчиков и измерительных преобразователей;
- выполнение измерений и регистрацию дискретных сигналов с меткой единого времени, это система единого времени реализуемая при помощи устройства синхронизации времени;
- управление основным и вспомогательным оборудованием;
- передачу полученного объема информации на ЦПУ станции;
- визуализацию получаемого объема данных в удобном и понятном для персонала виде;

-увеличение объема собираемых данных и наращивания функций АСУ ТП;

-гибкую настройку изменяемых параметров действующей системы персоналом станции;

- подключение к системе устройств и оборудования различных производителей при дальнейшем развитии и расширении свойств и функций АСУ ТП.

9.2 Состав, обеспечивающий реализацию АСУ ТП

9.2.1 Программно - технический комплекс

АСУ ТП выполняется на базе программно-технических комплексов (ПТК). представляющих собой комплексы технических средств (КТС). с установленным на них программным обеспечением, микропроцессорных (цифровых) программируемых устройств непосредственного контроля и управления оборудованием (поставляемых в комплекте с технологическим оборудованием заводами-изготовителями данного оборудования и специализированными фирмами), а также различных датчиков сбора информации.

Все ПТК выполняются на базе микропроцессорных средств вычислительной техники в виде отдельного шкафа и включают в себя в том или ином объеме:

- контроллер;
- средства ввода (ключи, кнопки, переключатели) и отображения информации (дисплей с сенсорным управлением);
- показывающие приборы (амперметры, вольтметры);
- устройства связи с объектом (промежуточные реле);
- устройства приема-передачи данных (адаптеры сети Ethernet);
- контроллеры интерфейсов (RS232. RS422. RS485);
- автосинхронизатор;
- система бесперебойного питания выполненная по схеме резервированного электропитания (подключаемая к источникам питания переменного тока 220 В и постоянного тока 220 В) и включающая в свой состав устройство бесперебойного питания постоянного тока 24 В, обеспечивающего, при исчезновении внешнего питания, автономную работу ПТК и датчиков информации в течение 30 минут;
- программное обеспечение в виде установленных на контроллере программных пакетов, обеспечивающих его функционирование и реализацию, возложенных на него технологических задач.

9.3 Описание систем технологического управления агрегатом

9.3.1 ПТК Основного оборудования

Схема работы ПТК агрегатного уровня построена с постоянным контролем работоспособности всех устройств подсистемы. Ведется контроль наличия питания на всех участках цепи. При отказе любого источника питания выдается сигнал неисправности.

В контроллерах заложены аппаратные средства контроля работоспособности, как отдельных модулей, так и главного процессорного модуля с мониторингом цикла программы.

В случае выхода преобразователя за пределы шкалы измерений (обрыв, короткое замыкание) на уровне модуля АЦП контроллера формируется сигнал неисправности.

Все события ПТК подразделяются на следующие типы:

Авария (аварийный сигнал);

Неисправность (предупредительный сигнал);

Сигнал-команда (управляющие команды персонала, системы автоматики, фиксация событий).

События фиксируются в двух стековых областях памяти контроллера. Одна область предназначена для записи в архив на агрегатном уровне, вторая - для трансляции на контроллеры ЦПУ с последующим выводом на АРМы дежурного персонала и записи в архив на сервер баз данных.

При отказе аппаратных средств агрегатного уровня список событий сохраняется в энергозависимой памяти контроллера и становится доступным при последующем успешном включении. Питание осуществляется от источников постоянного и переменного тока. Напряжения питания контроллеров и панельных компьютеров = 24 В.

На рынке представлено достаточное количество ПТК, но одним из лучших является ПТК фирмы «Ракурс» OMRON, так как он обладает высоким качеством и надежностью, благодаря чему пользуется популярностью и применяется в самых различных отраслях производства. Вся продукция компании OMRON базируется на сети DeviceNet, что позволяет объединять устройства в одну сеть.

9.3.2 ПТК гидроагрегата

ПТК гидроагрегата построен как комплекс, работающий в режиме выполнения технологического процесса в реальном времени, оснащенный средствами автоматического управления, сбора, обработки, отображения, регистрации с единым астрономическим временем, хранения и передачи информации.

ПТК базируется на современных микропроцессорных контроллерах OMRON;

ПТК агрегатного уровня включает в себя основной и резервный контроллеры, панельный АРМ и NS(NT) терминал

Программно-технический комплекс гидроагрегатов 1ГА-4ГА выполняет следующие функции:

- сбор аналоговых измерений от первичных преобразователей;
- сбор дискретных и выдача управляющих сигналов в соответствии с заданным алгоритмом;
- контроль за состоянием оборудования, формирование местной сигнализации (световая, звуковая, расшифровка на АРМе и NS(NT) терминале);
- передача полного объема собранной информации о состоянии объекта на верхний уровень ЦПУ.

В качестве резервного контроллера используется OMRON CPM2A-4OCDR-D. Контроллер предназначен для останова гидроагрегата в аварийных режимах работы, дублируя команды основного контроллера с воздействием на гидромеханические защиты.

9.3.3 ПТК РЗА

Сбор сигналов с панелей релейных защит агрегатного уровня осуществляется модулями дискретного ввода сети DeviceNet (основная сигнализация) и по сети RS-485.

9.3.4 Система возбуждения

Сбор сигналов от системы возбуждения агрегатного уровня осуществляется с модулями дискретного ввода сети DeviceNet.

9.3.5 ПТК виброконтроля

Система должна обеспечивать работу с объектами, находящимися в эксплуатации и имеющими различный технико-технологический уровень.

Система ВК должна обрабатывать по заданным алгоритмам информацию, обеспечивать САУ ГА предупредительными и аварийными сигналами, хранить и передавать информацию на агрегатный уровень управления и обеспечивать работу пользователя - оператора в виде визуальной и печатной информации. Система виброконтроля состоит из:

На агрегатном уровне:

- Контрольно- измерительной аппаратуры и преобразователей;
- Кабельных связей;
- Панели ПТК.

Для отображения вибрационного состояния гидроагрегата на его агрегатном щите управления предусмотрена передача данных в АСУ ТП ГЭС.

Связь ПТК виброконтроля с сервером виброконтроля для передачи и хранения данных по вибрационному состоянию агрегата обеспечивается по существующей локально-вычислительной сети

9.3.6 ПТК системы теплоконтроля

На каждом гидроагрегате Алтайской ГЭС ведется контроль температуры обмотки статора, подшипника, подпятника, масла и др.

При повышении уставок температуры выдается предупредительный и аварийный сигнал в автоматику агрегата.

Исправность цепей измерения температуры контролируется по нескольким параметрам:

- короткое замыкание;
- обрыв;
- скорость изменения температуры;
- отклонение от среднего значения в группе.

Данные функции осуществляет панель СТК. Панели СТК каждого гидроагрегата объединены между собой промышленной сетью OMRON Ethernet для сбора всех температурных параметров на сервере СТК. Сеть СТК разделена с сетью АСУ ТП ввиду большого количества сигналов, подлежащих опросу и архивированию.

Схема системы технологического контроля и управления гидроагрегатов проектируемой ГЭС представлена на плакате «Структурная схема АСУ ТП агрегатного уровня Алданской ГЭС».

9.3.7 Вспомогательные системы гидроагрегата

Для вспомогательного оборудования применяется контроллер OMRON CPM2A-40CDR-D. Данные контроллеры выдают сигналы об исправности контроллера, а также аварийную и предупредительную сигнализацию в ПТК агрегатного уровня.

Шкаф охлаждения генератора - обеспечивает водяное охлаждение обмотки статора генератора дистиллированной водой, циркулирующей под действием насосов, и выполняет следующие задачи:

- автоматическое управление насосами;
- ручное управление насосами от ключа;
- выдача предупредительной сигнализации.

Шкаф управления маслонапорной установкой - осуществляет управление маслонапорной установкой для поддержания давления масла в гидроаккумуляторах МНУ и выполняет следующие задачи:

- автоматическое управление насосами маслонапорной установки;
- ручное управление насосами МНУ от ключа;
- выдача предупредительной сигнализации;
- выдача сигнализации о неисправности контроллера;

- выдача аварийной сигнализации непосредственно с датчиков уровня и давления;

- неисправность в силовых цепях электродвигателей.

Шкаф управления пневмохозяйством. Выполняет следующие задачи:

- автоматическое управление пневмокранами;

- ручное управление пневмокранами;

- выдача предупредительной и аварийной сигнализации.

Шкаф управления гидроподъемниками - осуществляет управление аварийно-ремонтным затвором и выполняет следующие задачи:

- автоматическое управление подъемом, опусканием и устранением просадки затворов;

- ручное управление подъемом, опусканием и устранением просадки затворов;

- выдача предупредительной и аварийной сигнализации.

9.4 Промышленные сети

Промышленная сеть - сеть передачи данных, связывающая различные датчики, исполнительные механизмы, промышленные контроллеры и используемая в промышленной автоматизации.

9.4.1 Сеть DeviceNet

Сеть DeviceNet - сеть нижнего уровня, которая обеспечивает связь между простыми промышленными устройствами (датчики и исполнительные механизмы) и устройствами более высокого уровня (как, например, контроллеры и компьютеры). Сеть DeviceNet - гибкая открытая сеть, которая работает с устройствами многочисленных поставщиков. Сеть предназначена для сбора аналоговых и дискретных данных с панелей ЭГР-МП, релейных защит, измерений, возбуждения и выдачи сигнализации в панели ПТК агрегатного уровня.

9.4.2 Сеть Ethernet

Сеть ЦПУ Ethernet предназначена для связи серверов ЦПУ и АРМов оперативного персонала, а также для доступа к локальным архивам, находящихся в панельных компьютерах ПТК.

Построенная схема АСУ ТП Нижнего уровня Алданской ГЭС удовлетворяет требованиям стандарта СТО « РусГидро» 02.02.060-2011, и обеспечивает выполнение основных функций системы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
5. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
6. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
7. Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина; под ред. В.А.Старшинова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015 – 296с.: ил
8. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
9. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
10. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НИЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
11. СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.
12. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

13. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
14. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
15. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
16. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
17. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
18. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
19. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
20. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
21. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
22. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
23. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
24. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
25. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
26. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Интегральные кривые нагрузки и водноэнергетические расчеты

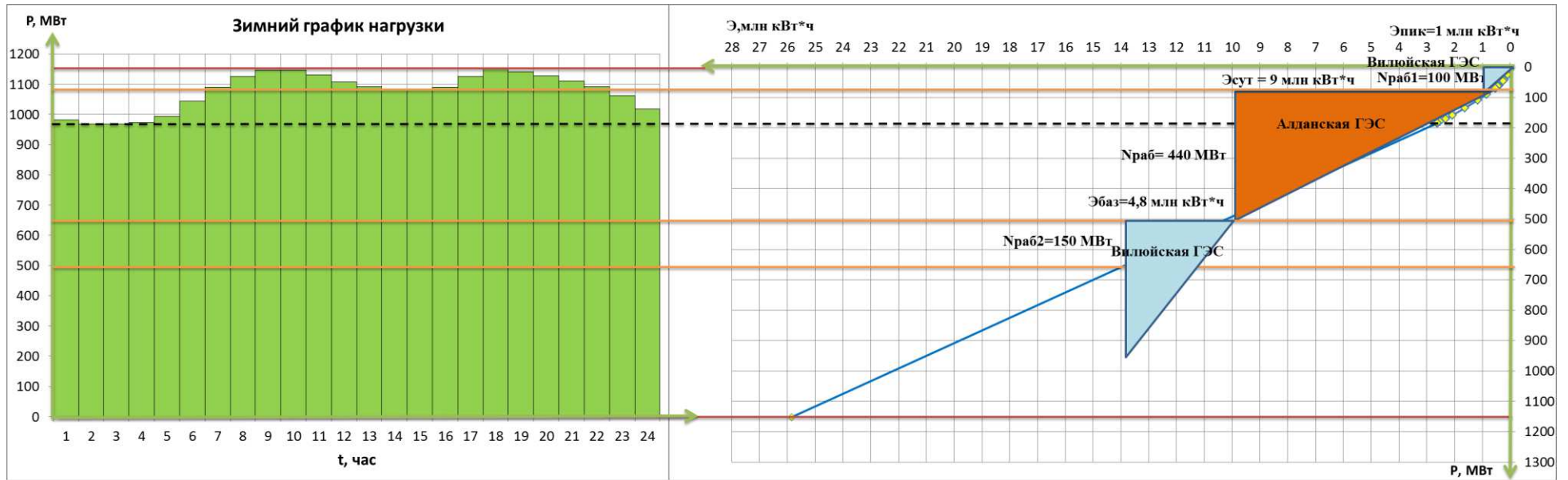


Рисунок А.1 - Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего периода

Продолжение приложения А

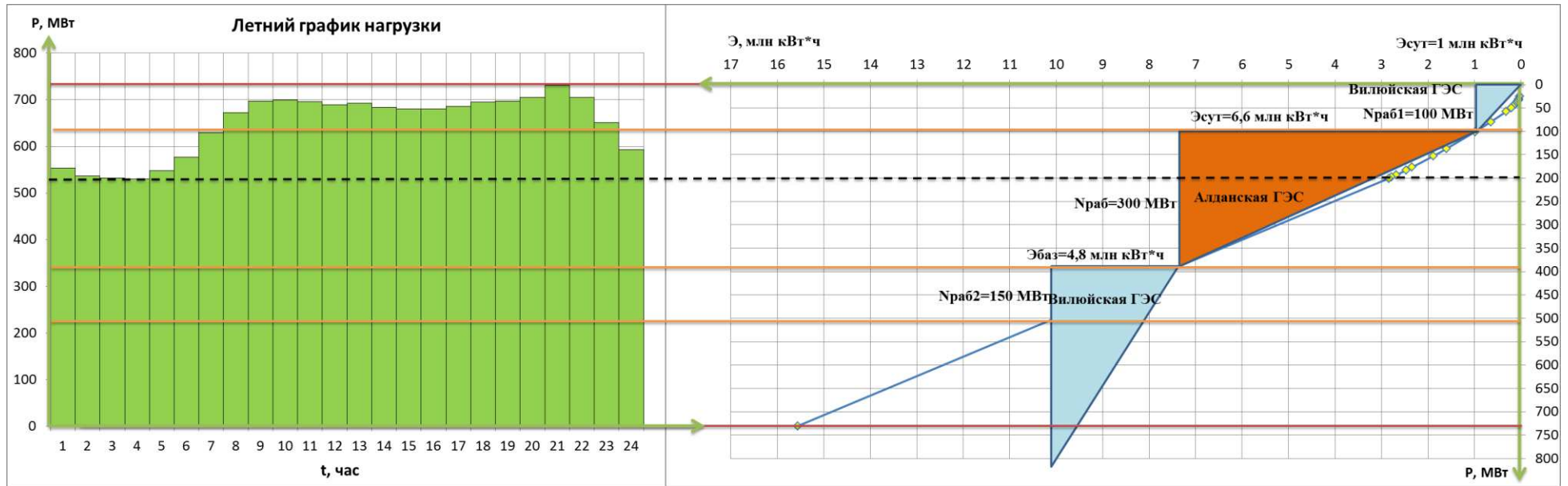


Рисунок А.2 - Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для летнего периода

Продолжение приложения А

Таблица А.1 - Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{быт}90\%}$	120	109	97	103	3037	3424	2714	1686	1231	274	171	126
$Q_{\text{вхк}}$	480	480	480	960	960	960	960	960	960	480	480	480
$Q_{\text{исп}}$	0	0	0	4	4	4	5	4	4	4	0	0
$Q_{\text{фильтр}}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{лед}}$	50	50	0	-99	-149	0	0	0	0	50	50	50
			Работа по водотоку			Режим 1						
$Q_{\text{пот}}$	51	51	1	-94	-144	5	6	5	5	55	51	51
$Q_{\text{полбыт}}$	69	58	96	197	3181	3419	2708	1681	1226	219	120	75
$Z_{\text{вб}}$	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333
$Z_{\text{пб}}$	293,37	293,31	293,51	294,02	302,74	303,18	301,80	299,41	298,08	294,12	293,63	293,40
H	39,18	39,24	39,04	38,53	29,81	29,37	30,75	33,14	34,47	38,43	38,92	39,15
$N_{\text{полбыт}}$	23121	19487	31860	64576	806028	853412	707725	473524	359183	71668	39838	25100
			По ВХК			Режим 2						
$Q_{\text{вхк}}$	480	480	480	960	960	960	960	960	960	480	480	480
$Z_{\text{вб}}$	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333
$Z_{\text{пб}}$	295,32	295,32	295,32	297,19	297,19	297,19	297,19	297,19	297,19	295,32	295,32	295,32
H	37,18	37,18	37,18	35,31	35,31	35,31	35,31	35,31	35,31	37,18	37,18	37,18
$N_{\text{вхк}}$	151693	151693	151693	288093	288093	288093	288093	288093	288093	151693	151693	151693
$\text{del}N$	-128571	-132206	-119833	-223517	517936	565320	419632	185431	71090	-80024	-111855	-126593
$N_{\text{полбыт}}, \text{МВт}$	23	19	32	65	806	853	708	474	359	72	52	25
$N_{\text{вхк}}, \text{МВт}$	152	152	152	288	288	288	288	288	288	152	152	152
$\text{del}N, \text{МВт}$	-129	-132	-120	-224	518	565	420	185	71	-80	-100	-127

Продолжение приложения А

Таблица А.2 - Водноэнергетический расчёт, 1 итерация Р90%

Месяц	Q, м³/с						V _{вдхщ} , км³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Н, м	N, МВт	N _{гар} , МВт
	Q _{бытпол}	Q _{фильтр}	Q _{вдхщ}	Q _{вхк}	Q _{нб}	Q _{гэс}	нач	dV	кон	нач	кон	средн				
10	219	1	740	960	960	959	25,00	1,92	23,08	333,00	332,84	332,92	297,20	35,32	288	211
11	120	1	915	480	1036	1035	23,08	2,37	20,71	332,84	332,58	332,71	297,46	34,85	307	307
12	75	1	1189	480	1265	1264	20,71	3,08	17,63	332,58	332,10	332,34	298,21	33,73	363	363
1	69	1	1225	480	1295	1294	17,63	3,18	14,45	332,10	331,32	331,71	298,30	33,01	363	363
2	58	1	1050	480	1109	1108	14,45	2,72	11,73	331,32	330,16	330,74	297,71	32,64	307	307
3	96	1	665	480	762	761	11,73	1,72	10,01	330,16	328,96	329,56	296,47	32,69	211	211
4	197	1	762	960	960	959	10,01	1,98	8,03	328,96	326,78	327,87	297,20	30,27	247	ПО ВХК
5	3181	1	-2200	960	982	981	8,03	-5,70	13,74	326,78	331,07	328,92	297,27	31,25	261	ПО ВХК
6	3419	1	-2440	960	980	979	13,74	-6,32	20,06	331,07	332,49	331,78	297,26	34,12	284	ПО ВХК
7	2708	1	-1748	960	961	960	20,06	-4,53	24,59	332,49	332,97	332,73	297,20	35,13	287	ПО ВХК
8	1681	1	-720	960	962	961	24,59	-1,87	26,46	332,97	333,11	333,04	297,20	35,44	289	ПО ВХК
9	1226	1	-244	960	983	982	26,46	-0,63	27,09	333,11	333,16	333,14	297,28	35,46	296	ПО ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.3 - Водноэнергетический расчёт, 2 итерация Р90%

Месяц	Q, м ³ /с						V _{вдхц} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	H, м	N, МВт	N _{газ} , МВт
	Q _{бытпол}	Q _{фильтр}	Q _{вдхц}	Q _{вхк}	Q _{нб}	Q _{гэс}	нач	dV	кон	нач	кон	средн				
10	219	1	740	960	960	959	25,00	1,92	23,08	333,00	332,84	332,92	297,20	35,32	288	246
11	120	1	1050	480	1171	1170	23,08	2,72	20,36	332,84	332,53	332,69	297,91	34,38	342	342
12	75	1	1335	480	1411	1410	20,36	3,46	16,90	332,53	331,95	332,24	298,65	33,19	398	398
1	69	1	1380	480	1450	1449	16,9	3,58	13,32	331,95	330,92	331,43	298,76	32,27	398	398
2	58	1	1225	480	1284	1283	13,32	3,18	10,15	330,92	329,08	330,00	298,27	31,33	342	342
3	96	1	860	480	957	956	10,15	2,23	7,92	329,08	326,61	327,85	297,18	30,26	246	246
4	197	1	762	960	960	959	7,92	1,98	5,94	326,61	322,93	324,77	297,20	27,18	222	ПО ВХК
5	3181	1	-2200	960	982	981	5,94	-5,70	11,65	322,93	330,11	326,52	297,27	28,85	241	ПО ВХК
6	3419	1	-2440	960	980	979	11,65	-6,32	17,97	330,11	332,16	331,14	297,26	33,47	279	ПО ВХК
7	2708	1	-1748	960	961	960	17,97	-4,53	22,50	332,16	332,78	332,47	297,20	34,87	285	ПО ВХК
8	1681	1	-720	960	962	961	22,50	-1,87	24,37	332,78	332,95	332,87	297,20	35,27	288	ПО ВХК
9	1226	1	-244	960	983	982	24,37	-0,63	25,00	332,95	333,00	332,98	297,28	35,30	295	ПО ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.4 - Водноэнергетический расчёт на сработку и наполнение водохранилища Р50%

Месяц	Q, м ³ /с						V _{вдхщ} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	H, м	N, МВт	N _{гар} , МВт
	Q _{бытпол}	Q _{фильтр}	Q _{вдхщ}	Q _{вхк}	Q _{нб}	Q _{гэс}	нач	dV	кон	нач	кон	средн				
10	334	1	472	960	960	806	25,00	1,22	23,78	333,00	332,90	332,95	297,19	35,36	242	246
11	195	1	973	480	1169	1168	23,78	2,52	21,25	332,90	332,65	332,77	297,90	34,47	342	342
12	107	1	1295	480	1403	1402	21,25	3,36	17,90	332,65	332,15	332,40	298,63	33,37	398	398
1	67	1	1368	480	1436	1435	17,90	3,55	14,35	332,15	331,28	331,72	298,72	32,59	398	398
2	55	1	1202	480	1258	1257	14,35	3,12	11,24	331,28	329,87	330,58	298,18	31,99	342	342
3	100	1	816	480	917	916	11,24	2,12	9,12	329,87	328,11	328,99	297,04	31,55	246	246
4	198	1	1230	960	1429	1428	9,12	3,19	5,93	328,11	322,90	325,51	298,70	26,41	321	ПО ВХК
5	4081	1	-2400	960	1682	1681	5,93	-6,22	12,15	322,90	330,39	326,65	299,41	26,83	383	ПО ВХК
6	4998	1	-2500	960	2499	2498	12,15	-6,48	18,63	330,39	332,28	331,33	301,36	29,57	328	ПО ВХК
7	3986	1	-1500	960	2487	2486	18,63	-3,89	22,52	332,28	332,78	332,53	301,34	30,79	351	ПО ВХК
8	2994	1	-500	960	2495	2494	22,52	-1,30	23,82	332,78	332,91	332,85	301,36	31,09	359	ПО ВХК
9	2665	1	-456	960	2210	2209	23,82	-1,18	25,00	332,91	333,00	332,95	300,72	31,83	400	ПО ВХК

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Параметры и характеристики проектируемой гидротурбины

Таблица Б.1 - Результаты расчета параметров оборудования

ПЛ40а-В										
D₁, м	5,00	5,30	6,00	6,30	7,10	7,50	8,00	8,50	9	9,50
η_т	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N'_{арп}, МВт	67690	76100	97645	107703	136944	152885	174050	196591	220510	245806
z'_а, ШТ	6,6	5,9	4,6	4,2	3,3	2,9	2,6	2,3	2,1	1,8
z_а, ШТ	8,00	6,00	6,00	4,00	3,00	3,00	3,00	2,00	2,00	2,00
N_{арп}, МВт	56250	75000	75000	112500	150000	150000	150000	225000	225000	225000
Δ₁	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06	1,06
n'_с, об/мин	144,38	136,25	120,43	114,72	101,85	96,44	90,44	85,14	80,43	76,22
n_с	150	136,4	125	115,4	107,1	100	93,8	88,2	81	78,9
p	40	44	48	52	56	60	64	68	74	76
n'_{мах}	149,35	143,92	149,22	144,62	151,17	149,07	149,1	148,92	144,78	148,82
n'_{расч}	129,34	124,64	129,23	125,24	130,92	129,1	129,13	128,97	125,38	128,88
n'_{мин}	117,92	113,63	117,82	114,18	119,36	117,7	117,72	117,58	114,31	117,5
Q · η расч	1,31	1,55	1,21	1,65	1,73	1,55	1,36	1,81	1,61	1,45
Q · η мах	0,99	1,17	0,92	1,25	1,31	1,17	1,03	1,37	1,22	1,10
q'_{lmin}	1,5	1,34	1,04	0,94	0,74	0,66	0,58	0,52	0,46	0,41
q'_{lmax}	1,91	1,7	1,32	1,2	0,94	0,84	0,74	0,65	0,58	0,52

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 - Результаты расчета параметров оборудования

ПЛ406-В										
D ₁ , м	5,00	5,30	6,00	6,30	7,10	7,50	8,00	8,50	9	9,5
η_T	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
N' _{арр} , МВт	64793	72841	93459	103084	131065	146318	166570	188139	211025	235229
z' _а , шт	6,9	6,2	4,8	4,4	3,4	3,1	2,7	2,4	2,1	1,9
z _а , шт	8,00	6,00	6,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	2,00	2,00
N _{арр} , МВт	56250	75000	75000	112500	112500	150000	150000	150000	225000	225000
Δ_1	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n' _с , об/мин	141,35	133,38	117,89	112,30	99,70	94,40	88,53	83,34	78,73	74,60
n _с	150	136,4	120	115,4	100	100	93,8	83,3	78,9	75
p	40	44	50	52	60	60	64	72	76	80
n' _{max}	149,86	144,41	143,75	145,12	141,65	149,59	149,63	141,15	141,52	141,97
n' _{расч}	129,79	125,07	124,49	125,68	122,67	129,55	129,58	122,24	122,56	122,95
n' _{min}	118,32	114,02	113,5	114,58	111,84	118,11	118,14	111,44	111,74	112,09
Q · η расч	1,31	1,55	1,21	1,65	1,30	1,55	1,36	1,21	1,61	1,45
Q · η max	1,09	1,29	1,01	1,37	1,08	1,29	1,13	1,00	1,34	1,20
q' _{imin}	1,51	1,34	1,05	0,95	0,74	0,67	0,59	0,52	0,46	0,41
q' _{imax}	1,91	1,7	1,33	1,2	0,94	0,85	0,74	0,66	0,59	0,52

Продолжение приложения Б

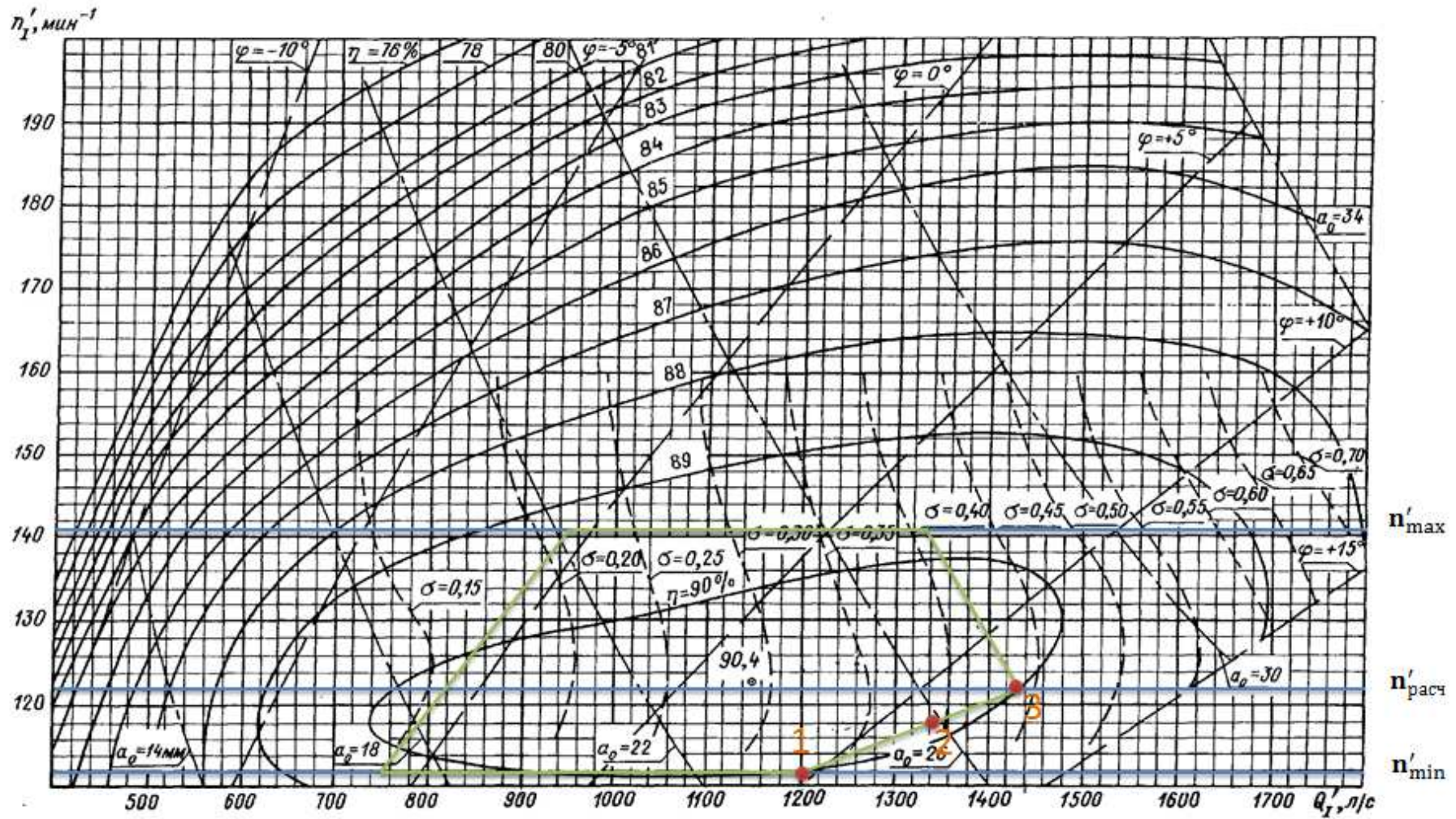


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика для ПЛ турбины

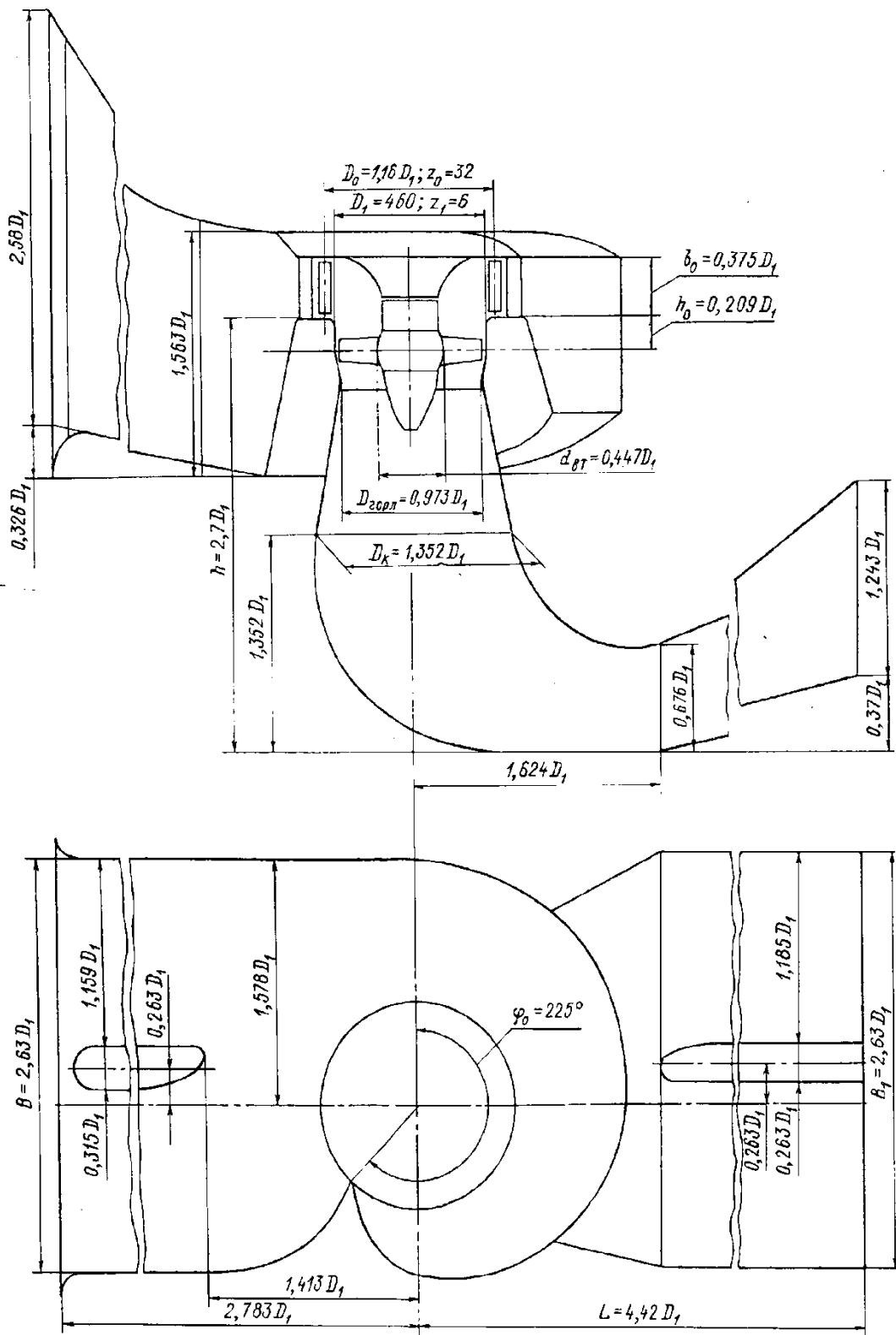


Рисунок Б.2 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ406-В

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Номенклатурные диаметры рабочих колес

D ₁ ,мм	D ₀ ,мм	Z ₀ ,мм	Для бетонной сперальной камеры						Для металлической спиральной камеры				
			D _b	D _a	D ₄	≈R	h ₁	h ₂	D _b	D _a	D ₄	R	h
1800	2200	16	-	-	-	-	-	-	2600	3050	3300	200	210
2000	2400	16	-	-	-	-	-	-	2850	3350	3600	200	230
2250	2750	16	-	-	-	-	-	-	3200	3750	4000	200	230
2500	2900	24	3400	3900	4000	280	320	230	3300	3900	4150	250	250
2800	3250	24	3820	4380	4480	300	350	250	3720	4380	4630	250	250
3200	3750	24	4370	5000	5100	300	400	300	4260	5000	5350	300	320
3600	4200	24	4850	5000	5700	350	400	300	4800	5550	5900	350	350
4000	4650	24	5420	6200	6300	350	450	350	5320	6150	6500	350	350
4500	5250	24	6100	7000	7100	400	450	350	6000	6950	7350	400	410
5000	5800	24	6750	7700	7800	400	500	400	6600	7650	8050	400	410
5500	6400	24	7450	8550	8050	500	500	400	7300	8450	8850	500	460
6000	7000	24	8150	9350	9450	500	550	450	8000	9250	9650	500	460
6500	7500	24	8850	10100	10200	600	550	450	8700	10000	10400	600	500
7000	8100	24	9200	10550	10650	600	550	500	9320	10750	11500	600	500
7500	8750	24	9850	11300	11400	600	550	500	10000	11500	12000	650	550
8000	9300	24	10450	11950	12050	600	550	500	10650	12300	12750	650	550
8500	9850	24	11150	12700	12800	600	550	550	11350	13100	13600	650	550
9000	10500	32	11800	13500	13600	600	600	550	-	-	-	-	-
9500	11000	32	12450	14250	14350	600	600	550	-	-	-	-	-
10000	11500	32	13100	15000	15150	600	600	550	-	-	-	-	-
10500	12000	32	13750	15750	15850	600	600	550	-	-	-	-	-

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 - Расчет спиральной камеры

Наименование величины	Сечения											
	Вх	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	Вых
$r_i, \text{м}$	11,20	10,61	10,01	9,42	8,83	8,23	7,64	7,04	6,45	5,85	5,26	4,67
$b_i, \text{м}$	7,70	7,19	6,68	6,17	5,65	5,14	4,63	4,12	3,61	3,10	2,58	2,07
$r_k, \text{м}$	6,70	6,56	6,43	6,29	6,15	6,01	5,88	5,74	5,60	5,47	5,33	5,19
$\frac{r_k}{r_a}$	1,25	1,23	1,20	1,18	1,15	1,12	1,10	1,07	1,05	1,02	1,00	0,97
$\ln \frac{r_k}{r_a}$	0,23	0,20	0,18	0,16	0,14	0,12	0,09	0,07	0,05	0,02	0,00	-0,03
$\frac{r_i}{r_a}$	2,09	1,98	1,87	1,76	1,65	1,54	1,43	1,32	1,21	1,09	0,98	0,87
$\ln \frac{r_i}{r_a}$	0,74	0,68	0,63	0,57	0,50	0,43	0,36	0,27	0,19	0,09	-0,02	-0,14
$b_i \cdot \ln \frac{r_i}{r_a}$	5,69	4,92	4,19	3,49	2,83	2,22	1,65	1,13	0,67	0,28	-0,04	-0,28
$r_k \text{ ctgy}, \text{м}$	24,99	24,48	23,97	23,46	22,95	22,43	21,92	21,41	20,90	20,39	19,88	19,37
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln \frac{r_k}{r_a}, \text{м}$	5,62	5,00	4,39	3,79	3,20	2,63	2,06	1,51	0,97	0,44	-0,08	-0,58
$m_i, \text{м}$	5,04	4,53	4,01	3,50	2,99	2,48	1,97	1,46	0,95	0,43	-0,08	-0,59
J_i	5,47	4,81	4,17	3,56	2,98	2,43	1,92	1,45	1,02	0,64	0,32	0,07
ϕ_i	225,00	197,84	171,67	146,58	122,68	100,09	78,96	59,47	41,82	26,28	13,18	2,95
a_i	5,85	5,26	4,66	4,07	3,48	2,88	2,29	1,69	1,10	0,50	-0,09	-0,69

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица В.1 – матрица отключений защит

		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Защиты									
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2					+		
		t_3	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1				+		
			t_2	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Уставки защит

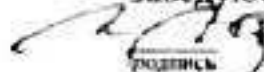
Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,726 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,344 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,72 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,314 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,672 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,17 \cdot I_H$	0,762 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,794 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,928 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	5,483 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,1	0,15 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,41	0,61 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	2,36 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	2,43 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	4,84 А

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.Ю. Погоняйченко

« 05 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.02.03 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛДАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АЛДАН.
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ
ГИДРОАГРЕГАТОВ ГЭС - ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ АВТОМАТИКА, АСУ
ПЛАТФОРМНОГО УРОВНЯ**

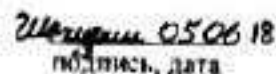
Руководитель


подпись, дата

Зам начальника СТСУ
Филиала ПАО «РусГидро»
— «Саяно-Шушенская ГЭС
ИМЕНИ П.С. НЕПОРОЖНЕГО»
должность

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

С.А. Шахурин
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018