

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЖНЕКАМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАМА.
МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ КОМПЛЕКСЫ РЗА ГА –
ИСПОЛНЕНИЕ, НАСТРОЙКИ, УТОЧНЕННЫЕ РАСЧЕТЫ
ОТДЕЛЬНЫХ ЗАЩИТ**

Руководитель	_____	Инженер по РЗА службы релейной защиты, автоматики и метрологии филиала ПАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»	<u>В.В. Кислер</u>
	подпись, дата	должность	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А.К. Розикова</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Нижнекамской ГЭС на реке Кама. Микропроцессорные комплексы РЗА ГА – исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит»

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
Безопасность. Охрана
окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ НИЖНЕКАМСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС.....	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Сейсмические условия	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	12
2 Водно-энергетические расчеты.....	13
2.1 Исходные данные.....	13
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	13
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=51%).....	14
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%).....	14
2.3 Определение типа регулирования	16
2.4 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС.....	16
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	21
2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	23
2.7 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года.....	26
2.8 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в январе.....	27
2.9 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в июне и других месяцах	27
Н	
У 2.11 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года	30
Е 3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	32
Р 3.1 Построение режимного поля	32
Л 3.2 Выбор турбин по главным универсальным характеристикам	33
И 3.3 Гидротурбины и их проточная часть	38
Н 3.3.1 Определение высоты отсасывания и отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	38
К 3.3.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала	39
Л 3.4 Выбор типа маслонапорной установки.....	40
3.5 Выбор электрогидравлического регулятора	40
" 3.6 Выбор гидрогенератора.....	40

4	Электрическая часть.....	42
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	42
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	43
4.2.1	Выбор типа серийного гидрогенератора	43
4.2.2	Выбор трансформатора собственных нужд	43
4.2.3	Выбор главных силовых трансформаторов для схемы с одиночными и объединенными блоками.....	44
4.2.4	Выбор главных силовых трансформаторов для схемы с укрупненными блоками.....	44
4.2.5	Выбор количества отходящих воздушных линий	45
4.3	Выбор схемы РУ ВН.....	46
4.4	Расчёт токов короткого замыкания	49
4.4.1	Расчёт исходных данных.....	49
4.4.2	Расчёт токов трехфазного короткого замыкания в программном комплексе «RastrWin3».....	52
4.5	Выбор электрических аппаратов	55
4.5.1	Расчёт токов по условиям рабочего и утяжеленного режимов	55
4.6	Выбор электротехнического оборудования ОРУ 220 кВ	56
4.6.1	Выбор электротехнического оборудования генераторного напряжения	59
4.7	Схема собственных нужд	59
4.7.1	Выбор дизель-генераторной установки.....	59
4.7.2	Выбор резервного трансформатора собственных нужд	59
5	Релейная защита	60
5.1	Расчет номинальных токов	60
5.2	Технические данные защищаемого оборудования.....	62
5.3	Перечень защит основного оборудования.....	62
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	64
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	64
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (U0))	66
5.4.3	Защита от повышения напряжения ($U_1 >$), ($U_2 >$)	69
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	69
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	73
5.4.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	74
5.5	Защита ротора от перегрузки	78
5.6	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	79
5.7	Таблица уставок и матрица отключений	80
6	Компоновка и сооружения гидроузла	81
6.1	Определение класса сооружения и отметки гребня плотины	81
6.1.1	Определение класса сооружения.....	81
6.1.2	Определение отметки гребня плотины.....	81
6.2	Гидравлический расчет.....	83
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	84

6.2.2	Определение отметки гребня водослива	85
6.2.3	Построение профиля водосливной грани	86
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	87
6.2.5	Расчет водобойной стенки	88
6.2.6	Расчет сопряжения потока после водобойной стенки	89
6.2.7	Расчет второй водобойной стенки	90
6.2.8	Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки .	90
6.2.9	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	91
6.2.10	Расчет аварийного водосброса	92
6.3	Конструирование плотины.....	93
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	93
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	95
6.3.3	Быки.....	96
6.3.4	Назначение ширины гребня.....	96
6.3.5	Устои	96
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	96
6.4	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	96
6.4.1	Понур.....	96
6.4.2	Шпунт.....	97
6.4.3	Дренаж.....	97
6.5	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	97
6.5.1	Водобой.....	97
6.5.2	Стенка.....	98
6.5.3	Рисберма	98
6.5.4	Ковш	99
6.6	Фильтрационный расчет подземного контура.....	99
6.6.1	Построение эпюры противодавления методом удлиненной контурной линии	99
6.7	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	101
6.7.1	Определение нагрузок на плотину	101
6.7.2	Оценка прочности плотины	105
6.7.3	Критерии прочности плотины и ее основания.....	107
6.8	Расчет устойчивости плотины	108
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	111
7.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	111
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	111
7.3	Налоговые расходы.....	114
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	115
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	116
7.5.1	Методология, исходные данные.....	116
7.5.2	Коммерческая эффективность	117

7.5.3	Бюджетная эффективность	118
7.6	Анализ чувствительности.....	118
8	Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды .	121
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	121
8.2	Охрана труда.....	121
8.3	Пожарная безопасность	123
8.4	Охрана природы	126
8.4.1	Общие сведения о районе строительства	126
8.4.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	128
8.4.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	128
8.4.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	128
8.4.5	Отходы, образующиеся при строительстве.....	129
9	Микропроцессорные комплексы РЗА ГА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит	131
9.1	Микропроцессорные комплексы РЗА ГА.....	131
9.2	Исполнение	131
9.3	Настройки	133
9.3.1	Настройка измерительных каналов.....	133
9.3.2	Настройка шкафа на заданные уставки	133
9.4	Уточненные расчеты отдельных защит	134
9.4.1	Максимальная токовая защита ГГ	134
9.4.2	Максимальная токовая защита ТВ.....	135
9.4.3	Защита от потери возбуждения	135
9.4.4	Защита от асинхронного режима	136
9.4.5	Защита от замыкания на землю в цепях возбуждения.....	136
9.4.6	Контроль исправности цепей напряжения электрических защит	136
9.4.7	Защита от снижения частоты генератора	137
9.4.8	Устройство резервирования отказа выключателя.....	137
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	140
	ПРИЛОЖЕНИЯ А - Е	142-153

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ НИЖНЕКАМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Кама;
2. Местонахождение ГЭС Республика Татарстан;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний2975 м³/с;
 - б) всех турбин3309м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%22020 м³/с;
0,01%24682 м³/с;
 - г) минимальный320 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодовой;
 - б) отметка: НПУ68 м;
ФПУ69 м;
УМО61,14 м
 - в) объемы:
полный 25,0 км³;
полезный 14,7 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....27 м;
 - б) расчетный.....19,8 м;
 - в) минимальный.....16,8 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 590 МВт;
гарантированная 325 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 2,8 млрд кВт·ч;
7. Плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая грунтовая..... 121 м / 73,9 м;
 - б) стационарная 220,5 м / 73,9 м;
 - в) водосливная бетонная 650 м / 73,9 м;
 - г) правобережная глухая грунтовая..... 2508,5 м / 73,9 м;
8. Водобросные сооружения
 - а) тип..... поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 21 отверстие 24×7;
 - в) общая длина564 м;
 - г) максимальная высота73,9 м;
 - д) тип..... глубинный водослив;

- е) число и размер пролетов 3 отверстие 7×4;
- ж) общая длина 81 м;
- з) максимальная высота 73,9 м;

9. Здание ГЭС:

- а) тип здания русловое;
- б) число агрегатов 6;
- в) грунты в основании суглинок;
- г) тип спиральной камеры бетонная трапецеидального сечения;
- д) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- е) расстояние между осями агрегатов 31,5 м;

10. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ30а-В-900;
- б) тип генератора СВ-1500/170-96;
- в) мощность генератора 100 МВт;
- г) частота вращения 62,5 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220-У1;

11. Техничко-экономические показатели:

- б) себестоимость энергии 13 коп/кВт·ч;
- в) срок окупаемости 6 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня гидроэлектроэнергетика является одним из наиболее эффективных направлений электроэнергетики. Гидроресурсы – возобновляемый, и наиболее экологичный источник, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений. Кроме своего прямого назначения – производства электроэнергии - гидроэнергетика решает дополнительно ряд важнейших для общества и государства задач. Прямая выгода от них включает создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыборазведение, регулирование стока рек, позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениями, обеспечивая безопасность населения. Гидроэлектроэнергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом. Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики региона своего расположения, вокруг нее возникают производства, развивается промышленность, создаются новые рабочие места.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС

Нижекамское водохранилище находится в зоне умеренно континентального климата. Сезонность выражена достаточно четко. Погода в летний период устанавливается теплая, средняя температура воздуха самого теплого месяца – июля $+20^{\circ}\text{C}$. Зимой преобладают температуры ниже нуля, средняя температура воздуха в январе -14°C . Облачность с туманами – обычное явление, которое сопровождается сильными штормовыми ветрами. Часто температурный режим над сушей и водоемом различается на несколько единиц. Как правило, колебания составляют около 2°C , однако временами этот показатель может достигать и 12°C . Такие характерные изменения температуры воздуха объясняются ночными бризами. Сильные штормовые ветры бушуют над акваторией в течение одних-двух суток. В этот период скорость воздушного потока меняется от 6 до 20 м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Пользуясь программой Google earth, задавая разные отметки Звб, м определяем соответствующие им объемы V , млн.м³. По полученным данным строим полиномиальную линию тренда и считаем, с какой точностью она работает. В нашем случае расчетные и снятые отметки совпали. Считаем полином верным. Результаты представлены в таблице 1.1 и рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Координаты кривой связи верхнего бьефа

V , км ³	$Z_{\text{ВБ}}$, м	$Z_{\text{ВБрасч}}$, м	Δ , м
0,00	39,4	39,4	0,01
1,58	45,5	45,5	-0,01
2,90	49,5	49,5	-0,03
4,12	52,7	52,7	0,05
5,43	55,3	55,3	-0,00
6,74	57,5	57,5	0,00
8,43	59,5	59,5	-0,02
10,30	61,3	61,3	-0,00
12,55	62,9	62,9	0,02
15,37	64,4	64,4	-0,02
18,74	65,8	65,8	0,03
22,47	67,1	67,1	-0,03
25,00	68,0	68,0	0,02
28,13	69,5	69,5	-0,00

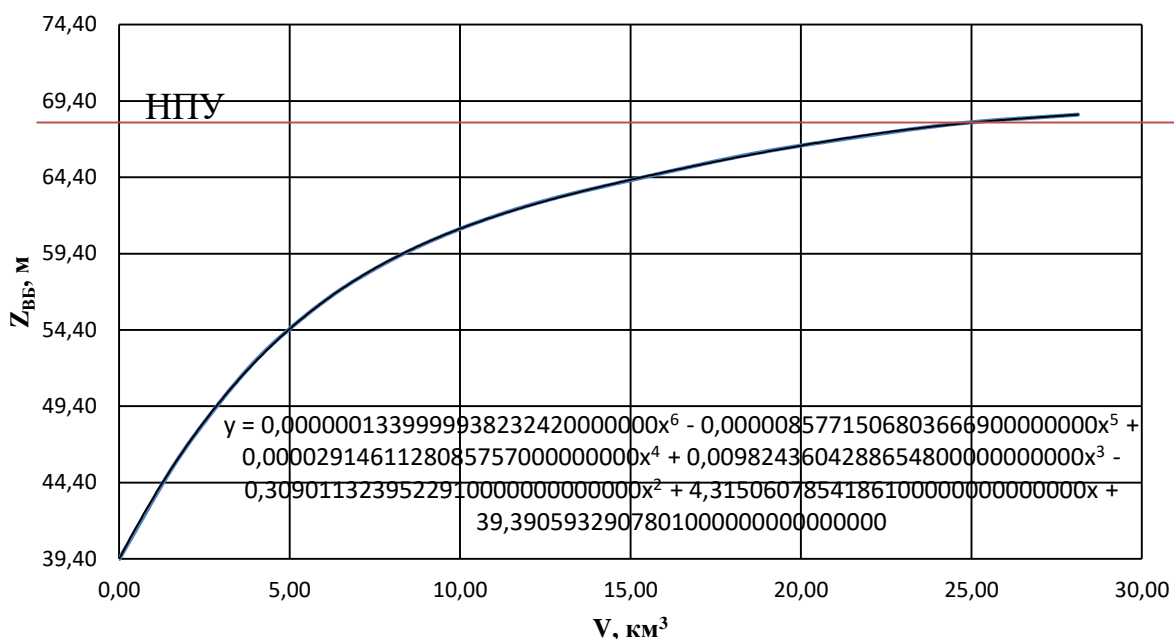


Рисунок 1.1 - График зависимости $Z_{вб}$ от V

Для построения кривой связи нижнего бьефа воспользовались рядом расходов и соответствующие им площади поперечного сечения реки. По полученному полиному рассчитываем отметки НБ, поскольку они незначительно отличаются от снятых отметок, считаем, что полином верен. Результаты представлены в таблице 1.2 и рисунке 1.2 (расчеты для зимы).

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи нижнего бьефа

$Q_z, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$Z_{\text{расч}}, \text{ м}$	$\Delta, \text{ м}$
0	39,40	39,39	-0,01
248	40,00	40,02	0,02
498	40,60	40,58	-0,02
807	41,20	41,23	0,03
1523	42,40	42,44	0,04
2514	43,60	43,59	-0,01
3307	44,20	44,20	0,00
5989	45,50	45,49	-0,01
15998	46,80	46,81	0,01
19000	46,90	46,89	-0,01

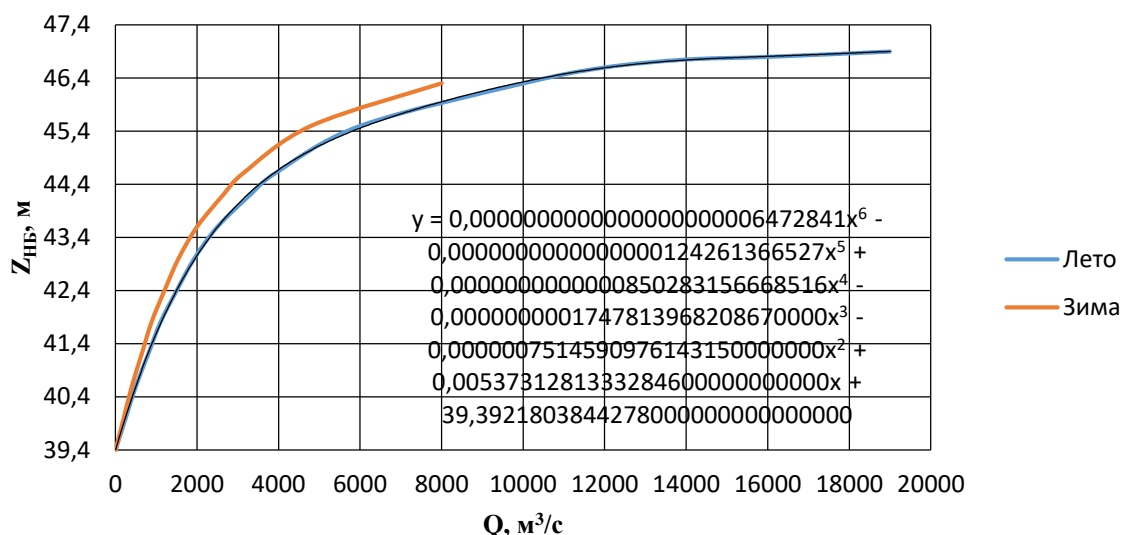


Рисунок 1.2 - График зависимости $Z_{НБ}$ от Q

1.1.3 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Нижнекамской ГЭС равна 5 баллами шкалы MSK – 64.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан» (РДУ Татарстана) осуществляет функции диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Республики Татарстан.

Входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги.

В операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 8013,388 МВт.

Основными объектами генерации являются: Заинская ГРЭС, Казанская ТЭЦ-1, Казанская ТЭЦ-2, Набережночелнинская ТЭЦ (филиалы АО «Татэнерго»), Казанская ТЭЦ-3, Нижнекамская ТЭЦ-1 (филиалы ОАО «ТГК-16»), Нижнекамская ТЭЦ-2 (ООО «Нижнекамская ТЭЦ»).

Выработка электроэнергии в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана в 2018 году составила 27,24 млрд кВт·ч.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Проектируемая ГЭС находится на реке Кама;
2. Энергосистема: ОДУ Средней Волги, РДУ Татарстана
3. Отметка НПУ = 68 м;
4. Отметка сухого дна = 39,4 м;
5. Коэффициент мощности $k_N = 8,6$;
6. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,2$ м;
7. Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	650	650	650	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	650	650
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	5	25	15	10	5	1	0	0
Льдообразование	3	3	3	-29	-10	0	0	0	0	0	20	5
Шлюзование	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
ВХК	650	650	650	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	650	650
Сан.попуск	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320	320

8. Данные ежемесячных расходов за 50 лет для реки Кама представлены в таблице А.1 приложения А.

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

Для выбора установленной мощности ГЭС и расчета среднемноголетней выработки необходимо разобраться с условиями водности реки в заданном створе, исходя из представленных в таблице А.1 гидрографов за 1932-1981 гг., и определить расходы маловодного и средневодного года. Для этого необходимо разделить каждый год на два периода – половодье и межень.

К периоду половодья относятся IV, V, VI месяцы, а к периоду межени – VII, VIII, IX, X, XI, XII и I, II, III, месяцы.

Обеспеченность находим по формуле:

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

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в таблице А.2 приложения А.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаем равными 90 и 51% соответственно.

2.2.1 Выбор расчетного средневодного года (P=51%)

Для расчетной обеспеченности $P = 51\%$ принимаем 1978 г. и вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_M = \frac{Q_{M1956}}{Q_{M1978}} = \frac{1362}{1330} = 1,024; \quad (2.2)$$

$$K_{II} = \frac{Q_{II1963}}{Q_{II1978}} = \frac{7713}{7910} = 0,975. \quad (2.3)$$

Для 1978 года уточняем годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты $K_{II} = 0,975$, $K_M = 1,024$, тем самым получим исправленные расходы, представленные в таблице 2.2:

Таблица 2.2. – Расчетный средневодный год (P=51%) с приведением

P=50%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год.}$
1978	1056	998	1481	2095	3752	3920	3704	2229	1376	1124	914	919	1964
1978(испр.)	1081	1022	1517	3293	4209	3523	2794	1583	1610	1152	936	941	1972

Т.к. среднегодовые расходы не сошлись, расход оказался больше, значит нужно уменьшить коэффициент, который его увеличивает, принимаем:

$$K_{II} = 0,975; K_M = 0,909$$

Таким образом, в таблице 2.3 получим исправленные расходы базового 1936 года:

Таблица 2.3 – Расчетный средневодный год (P=51%) с корректировкой

P=50%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год.}$
1978	1056	998	1481	2095	3752	3920	3704	2229	1376	1124	914	919	1964
1978(испр.)	960	908	1346	3293	4209	3523	3367	2027	1251	1022	830	835	1964

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка по приведенным коэффициентам произведена правильно.

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Принимаем 1955 год базовым для обеспеченности $P = 90\%$. Считаем коэффициент приведения для межени и половодья:

$$K_M = \frac{Q_{M1959}}{Q_{M1955}} = \frac{1159}{1401} = 0,827; \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1965}}{Q_{1955}} = \frac{5555}{5407} = 1,027. \quad (2.5)$$

Уточняем годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные выше коэффициенты, результаты представляем в таблице 2.4:

Таблица 2.4 – Расчетный маловодный год (P=90%) с приведением

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1955	777	714	1015	2870	3780	2569	2520	1549,8	1764	750,4	504	1050	1655
1955(испр)	643	591	840	2948	3883	2639	2085	1282	1460	621	417	869	1523

В таблице 2.5 получим следующие скорректированные расходы для маловодного 1939 года ($K_{\Pi} = 1.027$; $K_{\text{M}} = 0,976$):

Таблица 2.5 – Расчетный маловодный год (P=90%) с корректировкой

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1955	777	714	1015	2870	3780	2569	2520	1549,8	1764	750,4	504	1050	1655
1955(испр)	758	697	991	2948	3883	2639	2460	1513	1722	732	492	1025	1655

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка по приведенным коэффициентам произведена верно.

Сравнивая расходы с обеспеченностью 51% и 90%, выявили, что расходы среднегодового года в некоторых месяцах меньше, чем в маловодного (таблица 2.6). Поэтому требуется корректировка при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее (таблица 2.7).

Таблица 2.6 - Сравнение расходов среднегодового и маловодного годов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1978(51%)	960	908	1346	3293	4209	3523	3367	2027	1251	1022	830	835	1964
1955(90%)	758	697	991	2948	3883	2639	2460	1513	1722	732	492	1025	1655
Разность	201	211	356	344	326	883	908	514	-470	290	339	-190	

Таблица 2.7 - Сравнение расходов среднегодового и маловодного годов с корректировкой

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1978(51%)	960	908	1346	3293	4209	3273	3367	1777	1751	922	700	1065	960
1955(90%)	758	697	991	2948	3883	2639	2460	1513	1722	732	492	1025	758
Разность	201	211	356	344	326	634	908	264	29	190	208	40	

По полученным данным (таблица 2.7) строим гидрограф рисунок 2.1.

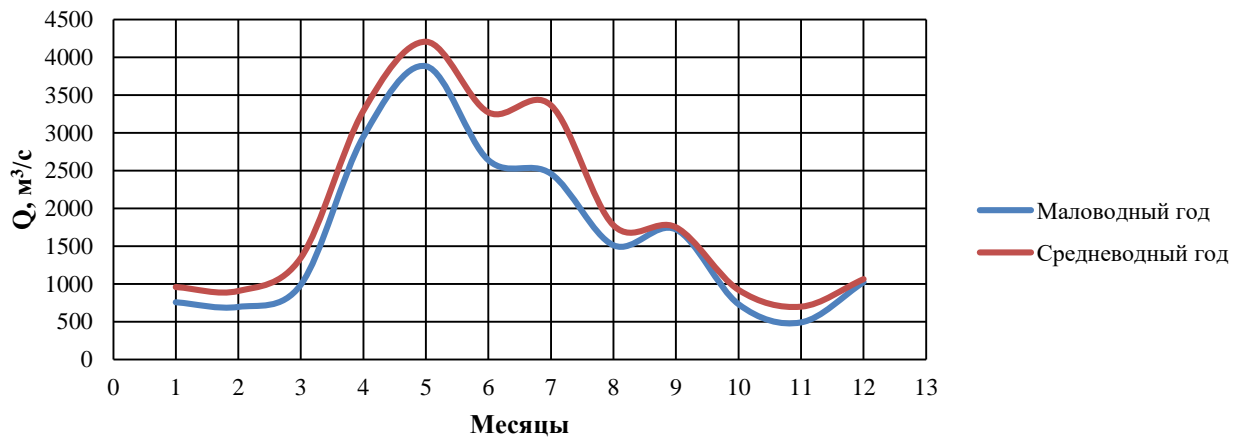


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного года реки Кама

2.3 Определение типа регулирования

Для расчета необходимо, определить коэффициент зарегулированности стока, чтобы выбрать тип регулирования.

Среднемультилетний сток найдем по формуле (2.6):

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 2975 \cdot 31536000 = 93,81 \text{ км}^3 \quad (2.6)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемультилетний расход из таблице 2.1;

t – число секунд в году.

Так как для нахождения коэффициента зарегулированности стока необходимо знать полезный объем водохранилища, но он не известен, поэтому полезный объем возьмем прототипа Нижнекамской ГЭС.

Коэффициент зарегулированности стока найдем по формуле (2.7)

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}_{\text{многолетний}}} = \frac{14,7}{93,81} = 0,16 \quad (2.7)$$

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

$\bar{W}_{\text{многолетний}}$ – среднемультилетний сток в данном створе.

Из этого расчета можно сделать вывод, что на проектируемой станции будет годичный тип регулирования.

2.4 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС

Суточные графики нагрузки и их интегральные кривые потребуются для определения рабочей мощности ГЭС при известной энергоотдаче каждого месяца, которая будет определена в ходе водно-энергетических расчетов. Также

ИКН используется для определения места работы ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы.

Сведения по энергосистеме Средней Волги были получены с сайта Системного оператора в виде графиков потребления за зимние и летние сутки.

Первоначально необходимо выявить зону проектирования ГЭС в ЭС, а именно ОДУ Средней Волги или РДУ Татарстана.

Находим коэффициент k , равный отношению годовых выработок РДУ Татарстана и ОДУ Средней Волги:

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{21744 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}}{106260 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}} = 4,89 \quad (2.8)$$

Зная мощность потребления ОДУ Средней Волги и учитывая коэффициент k , рассчитываем потребление мощности в РДУ для зимы и лета, результаты которых представлены в таблице 2.8. Далее строим графики, представленный на рисунках 2.2 и 2.3.

Таблица 2.8 – Потребление мощности РДУ Татарстана

Время, ч	Мощность потребления (МВт) За 22.12.2016 г.	Мощность потребления (МВт) За 21.06.2016 г.
1	2631	2013
2	2609	1952
3	2581	1896
4	2579	1862
5	2667	1918
6	2845	2054
7	3103	2252
8	3262	2476
9	3335	2604
10	3341	2635
11	3264	2610
12	3258	2609
13	3274	2624
14	3270	2629
15	3276	2602
16	3331	2536
17	3344	2485
18	3288	2454
19	3264	2408
20	3197	2425
21	3102	2486
22	2976	2421
23	2825	2249
24	2725	2107

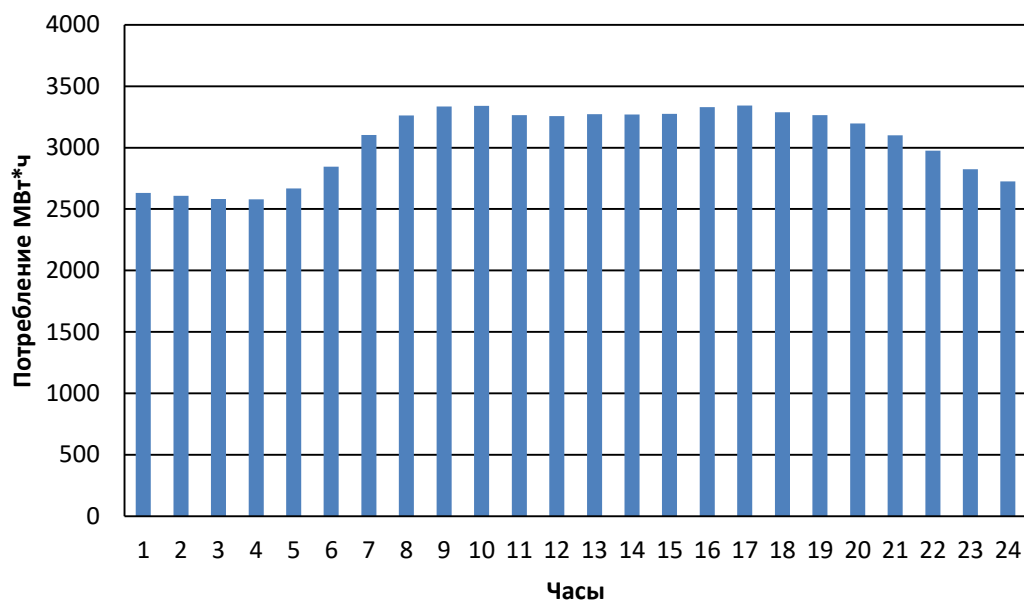


Рисунок 2.2 - Суточный график нагрузки РДУ Татарстана 22.12.16

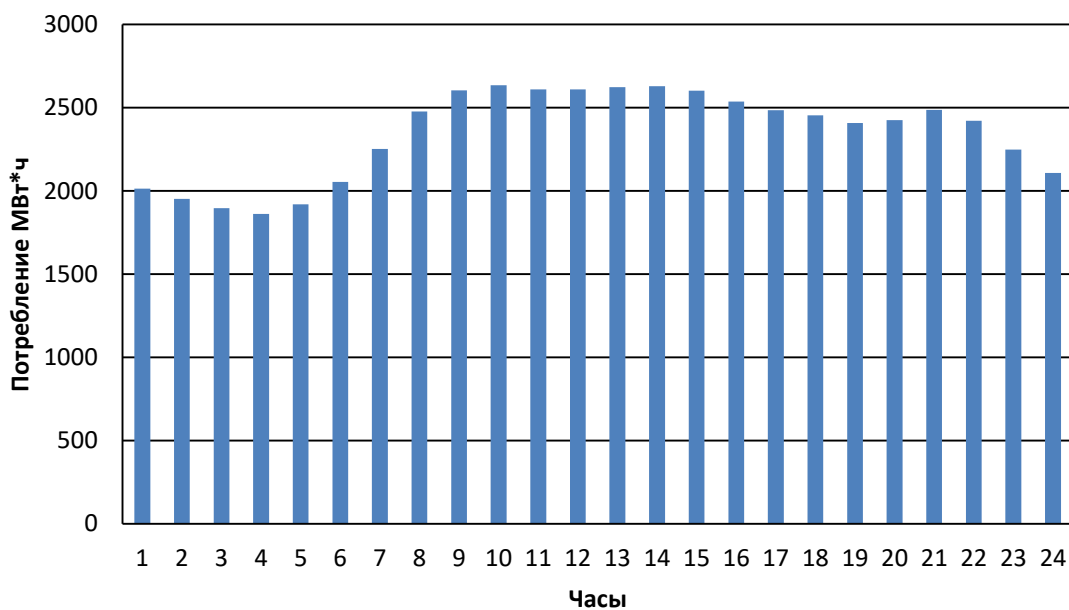


Рисунок 2.3 - Суточный график нагрузки РДУ Татарстана 21.06.16

На основе суточных графиков нагрузки строим интегральные кривые. Данные для построения интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периодов представлены в таблицах 2.9 и 2.10 соответственно. ИКН зимних и летних суток представлены на рисунках 2.4 и 2.5 соответственно.

Таблица 2.9 – Координаты для построения ИКН зимних суток

t , ч	P , МВт	$P_{\text{ранж}}$, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, млн кВт·ч	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}$, млн кВт·ч	$P_{\text{коорд}}$, МВт
1	2631	3344	2,9	0,003	2,9	0,003
2	2609	3341	5,5	0,011	8,4	0,014
3	2581	3335	4,5	0,014	12,9	0,027
4	2579	3331	42,4	0,169	55,3	0,197
5	2667	3288	12,5	0,062	67,7	0,259
6	2845	3276	2,0	0,012	69,8	0,272
7	3103	3274	3,7	0,026	73,5	0,297
8	3262	3270	5,9	0,047	79,4	0,345
9	3335	3264	0,4	0,004	79,8	0,348
10	3341	3264	1,6	0,016	81,4	0,365
11	3264	3262	4,1	0,045	85,5	0,410
12	3258	3258	61,6	0,739	147,1	1,149
13	3274	3197	93,7	1,218	240,8	2,367
14	3270	3103	1,0	0,014	241,9	2,382
15	3276	3102	126,1	1,891	367,9	4,272
16	3331	2976	131,0	2,095	498,9	6,368
17	3344	2845	20,1	0,341	518,9	6,709
18	3288	2825	99,7	1,794	618,6	8,503
19	3264	2725	57,7	1,096	676,3	9,599
20	3197	2667	36,6	0,733	712,9	10,332
21	3102	2631	21,7	0,456	734,6	10,787
22	2976	2609	27,6	0,608	762,2	11,395
23	2825	2581	2,0	0,047	764,3	11,442
24	2725	2579	2579,4	61,905	3343,7	73,347

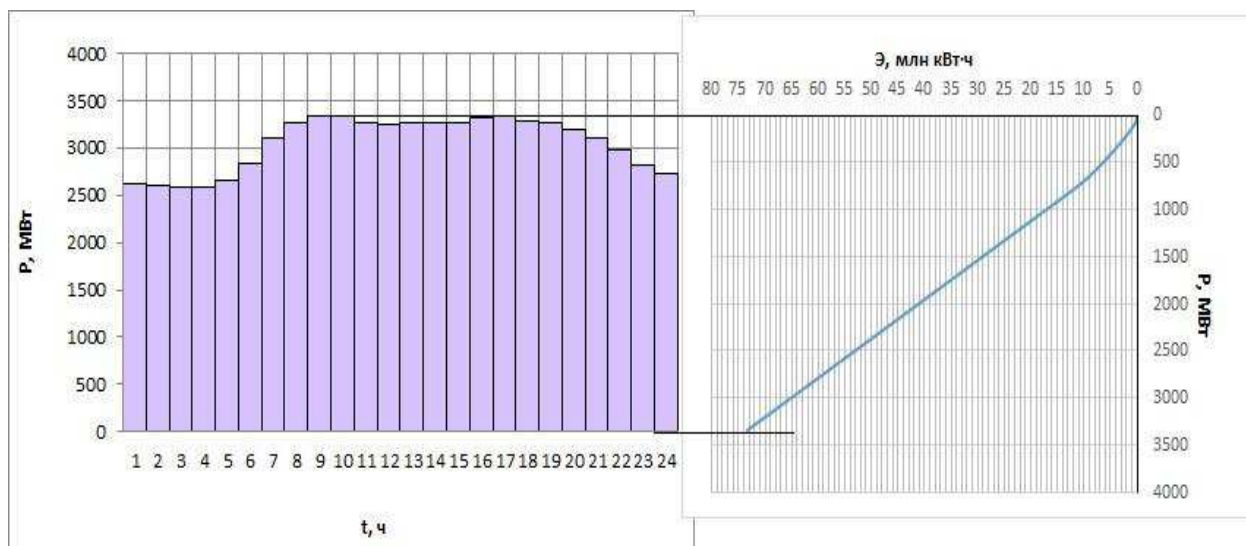


Рисунок 2.4 – ИКН зимних суток

Таблица 2.10 – Координаты для построения ИКН летних суток

$t, \text{ч}$	$P, \text{МВт}$	$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	$\mathcal{E}_{\text{коорд}}, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	$P_{\text{коорд}}, \text{МВт}$
1	2013	2635	5,9	0,006	5,9	0,006
2	1952	2629	5,1	0,010	11,1	0,016
3	1896	2624	13,5	0,041	24,6	0,057
4	1862	2610	0,6	0,002	25,2	0,059
5	1918	2609	5,1	0,026	30,3	0,085
6	2054	2604	2,3	0,014	32,5	0,098
7	2252	2602	66,1	0,463	98,6	0,561
8	2476	2536	50,1	0,401	148,8	0,962
9	2604	2486	0,6	0,006	149,4	0,967
10	2635	2485	8,8	0,088	158,2	1,055
11	2610	2476	22,9	0,252	181,1	1,308
12	2609	2454	28,6	0,344	209,7	1,651
13	2624	2425	3,9	0,051	213,6	1,702
14	2629	2421	12,5	0,175	226,1	1,877
15	2602	2408	156,5	2,348	382,7	4,225
16	2536	2252	3,1	0,049	385,7	4,274
17	2485	2249	141,8	2,411	527,5	6,685
18	2454	2107	52,8	0,950	580,3	7,635
19	2408	2054	40,9	0,778	621,3	8,413
21	2486	1952	34,2	0,718	716,4	10,350
22	2421	1918	22,3	0,491	738,7	10,840
23	2249	1896	33,8	0,777	772,5	11,617
24	2107	1862	1862,1	44,691	2634,6	56,308

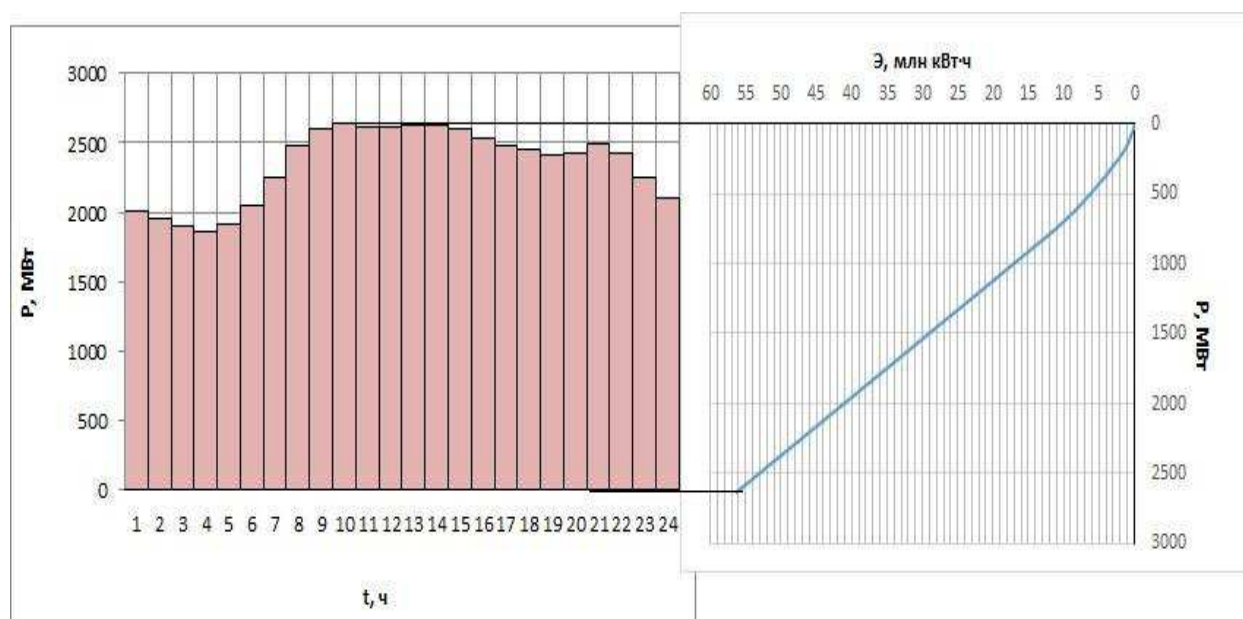


Рисунок 2.5 – ИКН летних суток

2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

Произведя расчёты, находим максимальную и среднемесячную нагрузки ЭС ОДУ Средней Волги для каждого месяца, результаты заносим в таблицу 2.11.

Таблица 2.11 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки ОДУ Средней Волги

P_3^{max} , МВт	1 6 3 4 0	P_3^{cp} , МВт	1 4 9 3 5
P_L^{max} , МВт	1 2 8 7 5	P_L^{cp} , МВт	1 1 4 6 5
a	1 4 6 0 8	a	1 3 2 0 0
b	1 7 3 3	b	1 7 3 5
P_{tmax} , МВт	1 6 2 8 1 1 5 8 3 3 3 1 5 0 5 7 1 4 1 6 1 1 1	P_{tcp} , МВт	1 4 8 7 6 1 4 4 2 7 1 3 6 5 0 1 2 7 5 3 1

	3	1
	3	9
	8	7
	4	5
	1	1
	2	1
	9	5
	3	2
	5	5
	1	1
	2	1
	9	5
	3	2
	3	4
	1	1
	3	1
	3	9
	8	7
	0	1
	1	1
	4	2
	1	7
	5	4
	5	7
	1	1
	5	3
	0	6
	5	4
	2	5
	1	1
	5	4
	8	4
	2	2
	9	3
	1	1
	6	4
	2	8
	8	7
	0	4

Далее с учётом коэффициента $k = 4,89$ находим максимальные и среднемесячные нагрузки РДУ Татарстана, представленные в таблице 2.12, и выполняем построение графиков (рисунок 2.6).

Таблица 2.12 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки РДУ Татарстана

Месяц	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт
1	3332	3044
2	3240	2952

3	3081	2793
4	2898	2610
5	2739	2450
6	2647	2358
7	2647	2358
8	2738	2450
9	2897	2608
10	3080	2792
11	3239	2951
12	3331	3044

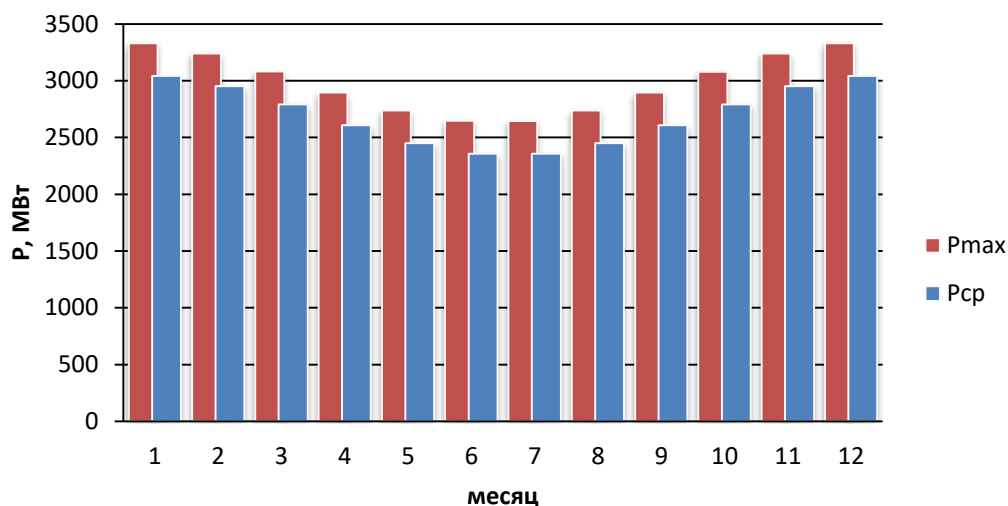


Рисунок 2.6 – Годовой график максимальных и средних нагрузок РДУ Татарстана

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

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме. Режим работы без регулирования с учетом ВХК представлен в таблице 2.13.

Для выбранного расчетного маловодного года (1978г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.9)$$

- Г
 Д $Q^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;
 е $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$k_N = \frac{Z_{\text{ББ}} - Z_{\text{НБ}}(t)}{Z_{\text{НБ}}(t)} = \frac{Z_{\text{ББ}} - Z_{\text{НБ}}}{Z_{\text{НБ}}}, \quad (2.10)$$

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

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,2$ м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}. \quad (2.11)$$

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

Таблица 2.13 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{i^{пр90\%}}$, м ³ /с	591	643	840	2948	3883	2639	2085	1460	1282	820	617	469
$Q_{ВХК}$, м ³ /с	650	650	650	1350	1350	1350	1350	1350	1350	1350	650	650
$Q_{исп}$, м ³ /с	0	0	0	0	5	25	15	10	5	1	0	0
$Q_{лед}$, м ³ /с	3	3	3	-29	-10	0	0	0	0	0	20	0
$Q_{фильтр}$, м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{шлюз}$, м ³ /с	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
$\Sigma Q_{потерь}$, м ³ /с	104	104	104	72	96	126	116	111	106	102	121	106
$Q_{пол.быт.}$, м ³ /с	487	539	736	2876	3787	2513	1969	1349	1176	718	496	363
$Q_{НБ}$, м ³ /с	488	540	737	2877	3788	2514	1970	1350	1177	719	497	364
$Z_{вб}$, м	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68
$Z_{нб}$, м	42	42	43	48	49	48	47	45	45	43	42	41
$H_{пол.}$, м	26	26	25	20	19	20	21	23	23	25	26	27
$N_{быт.}$, МВт	109	120	158	487	609	437	359	265	236	155	111	83
$N_{ВХК}$, МВт	140	140	140	261	261	261	261	261	261	261	140	140
$N_{быт.} - N_{ВХК}$, МВт	-31	-20	18	226	348	175	98	3	-25	-107	-29	-57

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

Определяем излишки бытовой мощности:

$$N_{изл} = \Sigma N_{быт} - \Sigma N_{ВХК} = 600 \text{ МВт}, \quad (2.12)$$

По данным таблицы 2.14 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.7, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того, чтобы произвести первый приближенный расчёт гарантированной энергоотдачи, на рисунке 2.7 проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности (черная линия).

Таблица 2.14 – Данные для построения баланса энергии

месяц	$P_{ср}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{вхк}$, МВт
1	3044	109	140
2	2952	120	140
3	2793	158	140
4	2609	487	261
5	2450	609	261
6	2358	437	261

Продолжение

таблицы 2.14

месяц	$P_{ср}$, МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{вхк}$, МВт
7	2358	359	261
8	2458	265	261
9	2609	236	261
10	2793	155	261
11	2952	111	140
12	3044	83	140

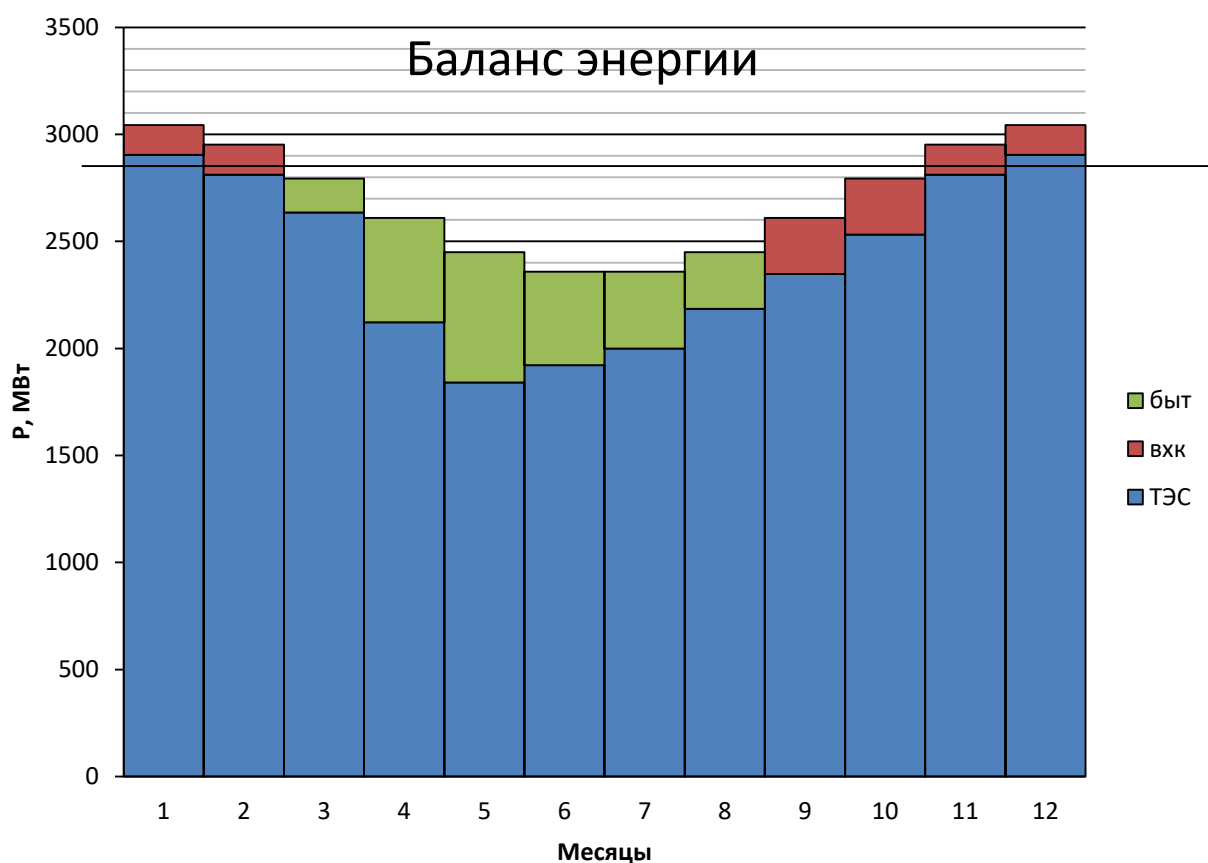


Рисунок 2.7 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

За месяц сработки принимаем сентябрь. Из рисунка 2.7 видно, что под регулирование попали 2 месяца, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК. Данные таблицы 2.15 необходимы для проведения 1 итерации ВЭР.

Таблица 2.15 – Гарантированная мощность проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	195	по ВХК										195

2.7 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Основной задачей ВЭР является определение гарантированных мощностей, УМО, определение полезного объема водохранилища.

В таблице А.3 приложения А производится расчёт сработки-наполнения водохранилища, изменением мощности в месяцы, попавшие под регулирование до полного цикла сработки-наполнения.

В данном расчете видно, что условия $Z_{\text{ВВнач}} = Z_{\text{ВВкон}}$ и $V_{\text{н}} = V_{\text{к}}$ не соблюдается. Это означает, что необходимо выполнить корректировку $N_{\text{гар}}$.

Далее производим расчёт сработки-наполнения водохранилища, увеличивая мощности месяцев, попавших под регулирование, до тех пор, пока не будет произведён полный цикл сработки-наполнения (таблица А.4 приложения А).

Конечное положение линии гарантированной мощности – 2715 МВт.

За счёт снижения линии гарантированных мощностей на балансе энергии получили равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{гар}} = 325 \text{ МВт}$;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 61,14 м.

График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году представлен на рисунке 2.8.

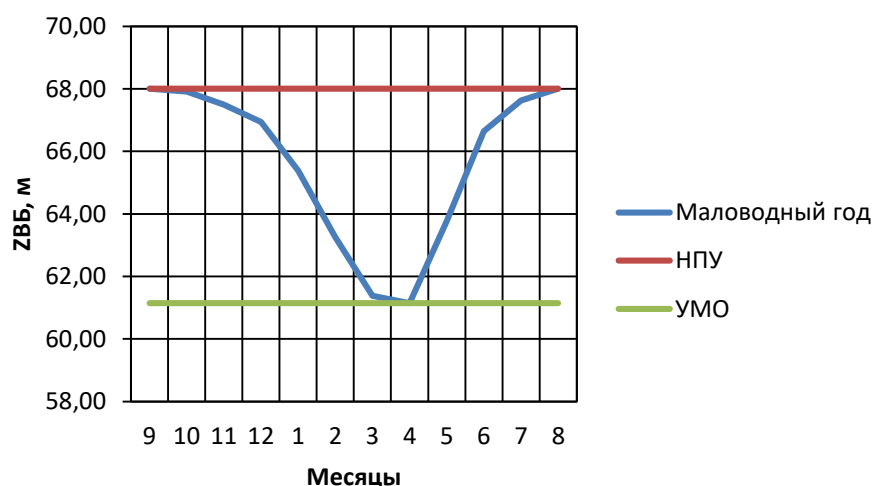


Рисунок 2.8 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году

2.8 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в январе

Выработка проектируемой Нижнекамской ГЭС:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{январь}}^{\text{проект.ГЭС}} &= \mathcal{E}_{\text{пик.январь}}^{\text{проект.ГЭС}} + \mathcal{E}_{\text{база.январь}}^{\text{проект.ГЭС}} = 6,67 + 1,13 \\ &= 7,8 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (2.13)$$

$$N_{\text{раб.январь.пр.ГЭС}} = N_{\text{январь пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{январь база.пр.ГЭС}} = 505 + 75 = 580 \text{ МВт},$$

На рисунке А.3 приложения А представлена ИКН зимних суток.

2.9 Определение рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС в июне и других месяцах

Используя рисунок А.2 приложения А для июня находим рабочие мощности для проектируемой ГЭС.

Для проектируемой ГЭС в июне и июле:

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{июнь}}^{\text{проект.ГЭС}} &= \mathcal{E}_{\text{пик.июнь}}^{\text{проект.ГЭС}} + \mathcal{E}_{\text{база.июнь}}^{\text{проект.ГЭС}} = 4,92 + 1,44 = \\ &= 6,36 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (2.15)$$

$$N_{\text{раб.июнь.пр.ГЭС}} = N_{\text{июнь пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{июнь база.пр.ГЭС}} = 471 + 77 = 548 \text{ МВт}, \quad (2.16)$$

Проведя аналогичную работу на заранее построенных для них ИКН находим рабочие мощности для каждого месяца. Все результаты сводим в таблицу 2.16.

Таблица 2.16– Сводная таблица рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	$\mathcal{E}^{\text{пр}}$ млн кВт · ч	$N^{\text{пр}}$ МВт
	7,80	580
	5,64	485
	3,25	350
	5,00	47

		2
	5,80	535
	6,36	548
	6,56	556
	6,62	542
	6,60	550
	6,53	309
	5,64	480
	7,80	580

Данные мощности необходимы для последующего выполнения баланса мощностей.

2.10 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 8% от P_t^{max} .

Результаты расчёта представлены в таблице 2.17.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$\begin{aligned}
 F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} &= \frac{N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{наг}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{580 + 10}{6} = \\
 &= 98,6 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.17)
 \end{aligned}$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{ав}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{наг}}^{\text{ТЭС}}}{2} + \frac{N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{ав}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{наг}}^{\text{ТЭС}}}{4} = 2270 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.18)$$

Таблица 2.17–Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P_{max} , МВт	$N_{\text{нагр}}$, МВт	$N_{\text{авар}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{нагр}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{авар}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт
1	3332	267	67	580	10		2752	220	
2	3240	259	65	485	10		2755	220	
3	3081	246	62	350	7	97	2731	218	
4	2897	232	58	472	9		2425	194	222
5	2738	219	55	535	11		2203	176	403
6	2647	212	53	548	11		2099	168	505
7	2647	212	53	556	11		2091	167	506
8	2738	219	55	542	11		2196	176	404
9	2897	232	58	550	11		2347	188	230
10	3081	246	62	309	6	97	2772	222	
11	3240	259	65	480	10		2760	221	
12	3332	267	67	580	12		2752	220	

Строим баланс мощности, представленный на рисунке 2.9.

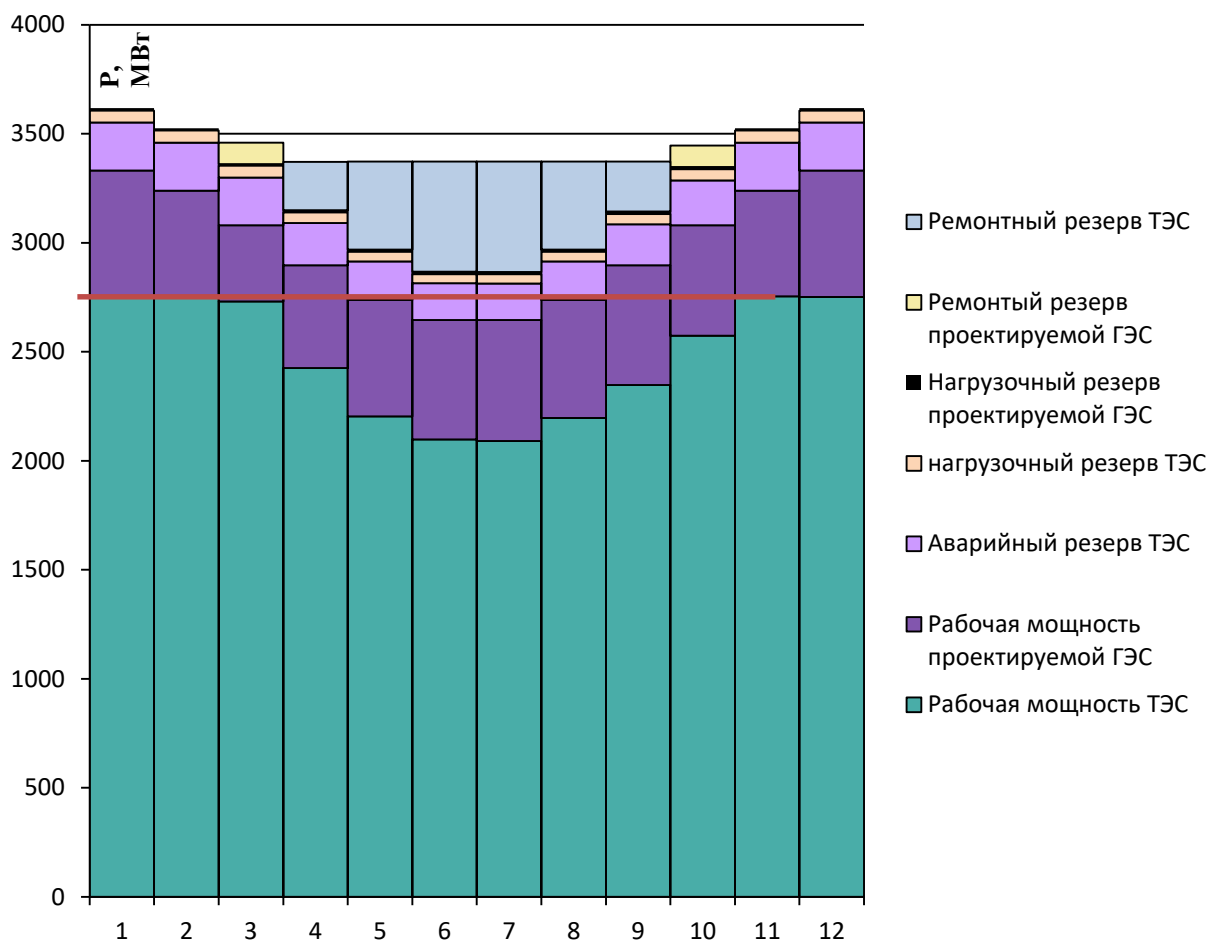


Рисунок 2.9 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 580 + 10 = 590 \text{ МВт.} \quad (2.19)$$

2.11 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года

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

Рассмотрим режим наполнения водохранилища режим по мощностям в период наполнения в маловодном году, результаты которого представлены в таблице А.5 приложения А.

По данному расчёту построим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном году и объединим его с маловодным (рисунок 2.10).

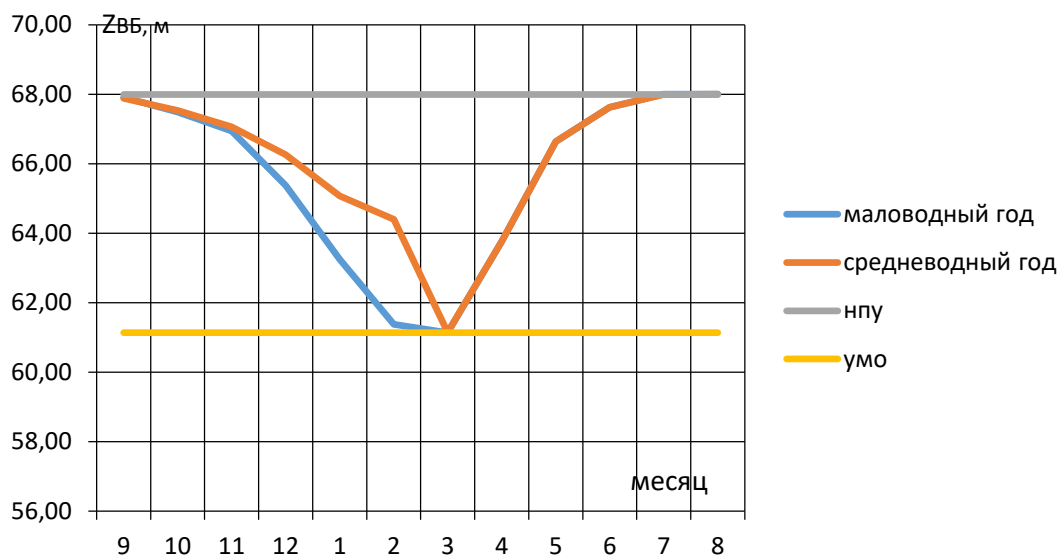


Рисунок 2.10 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

По данным расчёта получили среднемноголетнюю выработку: $\sum \mathcal{E} = 2,8$ млрд. кВт · ч.

3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС».

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1–Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ.з}, \text{ м}$	$H_{НПУ}, \text{ м}$	$H_{УМО}, \text{ м}$	$H_{ВБ}^{ЯНБ}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	39,4	28,4	21,54	24,72	27	2532	23	3721
217,5	40,4	27,4	20,54	23,72	26	2629	22	3639
435	41,2	26,6	19,74	22,92	25,5	2681	21	3555
696	41,9	25,85	18,99	22,17	25	2734	20	3469
957	42,6	25,2	18,34	21,52	24,5	2790	19	3382
1305	42,9	24,9	18,04	21,22	24	2848	18	3291
1679,1	43,2	24,6	17,74	20,92	23,5	2909	17	3199
2175	43,5	24,3	17,44	20,62	23	2972	16	3103
2871	43,9	23,9	17,04	20,22	22	3107	15	3005
3915	44,6	23,2	16,34	19,52	20	3418	14	2903

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

- максимальный напор $H_{\max} = 27 \text{ м}$.
- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 19,8 \text{ м}$.
- минимальный напор $H_{\min} = 16,8 \text{ м}$.

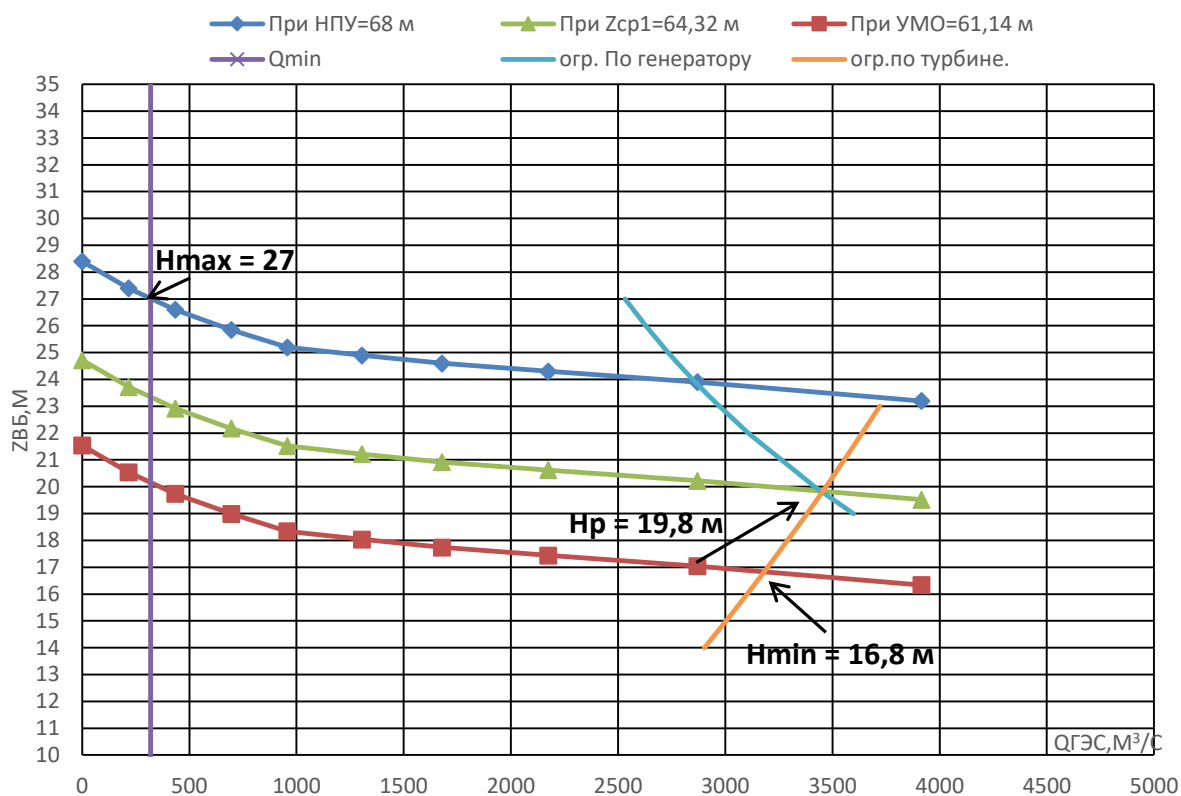


Рисунок 3.1–Режимное поле

3.2 Выбор турбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

Диапазону напоров соответствует ПЛ 30а-В и ПЛ 30б-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ30а-В	Турбина ПЛ30б-В
Максимальный напор	$H_{\text{пред}}$	30	30
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	126	130
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	1950	1900
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\text{max}}$	1,0	1,0
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	4	8
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	1,51	0,99

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

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right) = 1 - (1 - 0,884) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{9}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{19,8}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,38}{1,51}} \right) = 0,9308, \quad (3.1)$$

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

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

ν_M, ν_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M (таблица 3.2);

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

Средняя температура реки Кама:

$$t_H = 8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По справочным данным определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 1,678.$$

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp} = 9,81 \cdot 1,71 \cdot 9^2 \cdot 19,8 \cdot \sqrt{19,8} \cdot 0,93 \cdot 0,97 = 108091 \text{ кВт}, \quad (3.2)$$

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

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{N_a} = \frac{590000}{108091} = 5,5, \quad (3.3)$$

где $N_{ГЭС}^{уст}$ – расчетная установленная мощность.

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

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{590000}{6} = 98333,33 \text{ кВт.} \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 126 \cdot \frac{\sqrt{19,8 \cdot 1,05}}{9} = 63,9 \text{ об/мин,} \quad (3.5)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

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

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

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{62,5 \cdot 9}{\sqrt{16,8 \cdot 1,05}} = 133,7 \text{ об/мин,} \quad (3.6)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Tcp}} = \frac{98333,33}{9,81 \cdot 9^2 \cdot 19,8^{1,5} \cdot 0,97} = 1,45. \quad (3.7)$$

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{320}{2 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{27 \cdot 1,05}} = 0,37, \quad (3.8)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию;

Z_a – число агрегатов.

Расчитанные величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицы 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3- Сводная таблица рассчитанных величин гидротурбины ПЛ30а-В

П Л 3 0 а - В				
D	8,5	9	9,5	10
n_r	0,9304	0,9308	0,9313	0,9317
N	96366	108091	120490	133565
Z _с	6,1	5,5	4,9	4,4
Z _г	8	6	5	5
N _г	73750,0	98333,3	118000,0	118000,0
Δ	1,05	1,05	1,05	1,05
n'	67,7	63,9	60,6	57,6
n''	68,2	62,5	62,5	60
n , (H_{min})	137,9	133,7	141,1	142,6
n , (H_p)	127,0	123,2	130,0	131,3
n , (H_{max})	108,7	105,5	111,3	112,5
$Q_{г \cdot r}$	1,218	1,4480	1,560	1,407
$Q_{г \cdot r}$	0,765	0,909	0,979	0,884
$Q_{г \cdot r}$	0,415	0,370	0,332	0,299
$Q_{г \cdot r}$	0,125	0,470	0,421	0,380

Таблица 3.4-Сводная таблица рассчитанных величин гидротурбины ПЛ30б-В

П Л				
--------	--	--	--	--

306-B				
D_1	8,5	9	9,5	10
n_c	0,9262	0,9268	0,9273	0,9277
N	101550,21	113912,61	126987,77	140775,98
Z_a	5,8	5,2	4,6	4,2
Z_d	6	6	5	5
N_s	98333,33	98333,33	118000,00	118000,00
Δ	1,04	1,04	1,04	1,04
n'_c	69,5	65,7	62,2	59,1
n'_d	71,4	68,2	62,5	60
n_{min}	145,0	146,6	141,8	143,2
n_p	133,5	135,0	130,6	131,9
n_{max}	114,4	115,6	111,8	113,0
$Q_{\cdot r}$	1,623	1,448	1,559	1,407
$Q_{\cdot r}$	1,019	0,909	0,979	0,884
Q	0,417	0,372	0,334	0,301
Q	0,5296	0,472	0,423	0,382

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, выбираем турбину ПЛ30а-В с диаметром рабочего колеса $D_1 = 9,0$ м, количество агрегатов принимаем $Z_a = 6$, синхронная частота вращения $n_c = 62,5$ об/мин, потому что она соответствует заданию и имеет наилучший показатель КПД и высоту отсасывания.

3.3 Гидротурбины и их проточная часть

3.3.1 Определение высоты отсасывания и отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования.

Высоты отсасывания для 3 режимов определяется по формуле:

$$H_s = 10,3 - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.9)$$

где 10,3 м – барометрическое давление;

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

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

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

3.3.1.1 Работа одного агрегата при H_p и N_p

На главной универсальной характеристике снимаем значение приведенного расхода модельной турбины в расчетной точке Q_p и пересчитываем его по формуле 3.10.

$$Q = Q'_I \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta_p} = 1,62 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{19,8 \cdot 1,05} = 598,3 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.10)$$

Затем по кривой связи НБ определим отметку НБ.

$$Z_{\text{НБ}} = 40,99 \text{ м}.$$

Пользуясь формулой 3.9 определим высоту отсасывания.

$$H_s = 10,3 - \frac{40,99}{900} - 0,639 \cdot 19,8 - 1,5 = - 3,89 \text{ м}.$$

3.3.1.2 Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей N^* на линии ограничения

На главной универсальной характеристике снимаем значение приведенного расхода модельной турбины Q_{min} в точке пересечения горизонтальной прямой $n'_c(H_{\text{min}})$ и линии ограничения по установленной мощности, затем пересчитываем его по формуле 3.10.

$$Q = 1,568 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{16,8 \cdot 1,05} = 533,4 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Затем по кривой связи НБ (рис. 2) определим отметку НБ.
 $Z_{\text{НБ}} = 40,59 \text{ м}.$

Пользуясь формулой 3.9 определим высоту отсасывания.

$$H_s = 10,3 - \frac{40,59}{900} - 0,635 \cdot 16,8 - 1,5 = -1,91 \text{ м}.$$

3.3.1.3 Работа одного агрегата при H_{max} и N_p

На главной универсальной характеристике снимаем значение приведенного расхода модельной турбины Q_{max} в точке пересечения горизонтальной прямой $n'_c(H_{\text{max}})$ и линии ограничения по пропускной способности, затем пересчитываем его по формуле 3.10.

$$Q = 1,01 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{27 \cdot 1,05} = 435,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Затем по кривой связи НБ определим отметку НБ.
 $Z_{\text{НБ}} = 40,84 \text{ м}.$

Пользуясь формулой 3.9 определим высоту отсасывания.

$$H_s = 10,3 - \frac{40,84}{900} - 0,365 \cdot 27 - 1,5 = -1,10 \text{ м}.$$

Высота обеспечения выбирается из рассчитанных таким образом, чтобы обеспечить бескавитационную работу во всех режимах:

$$H_s = -3,89 \text{ м}.$$

Определив высоту отсасывания для неблагоприятных режимов, определим отметку установки рабочего колеса выбранной гидротурбины.

$$\nabla Z_{\text{РК}} = \nabla Z_{\text{НБ}} + H_s = 40,99 - 3,89 = 37,1 \text{ м}, \quad (3.11)$$

3.3.2 Определение геометрических размеров проточной части и машинного зала

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

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,615 \cdot D_1 = 2,615 \cdot 9 = 23,5 \text{ м}. \quad (3.12)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{вх}} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 8 = 16,101 \text{ м.} \quad (3.13)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi = 210^\circ. \quad (3.14)$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 9 = 25,965 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,548 \cdot D_1 = 4,548 \cdot 9 = 40,932 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,5 \cdot D_1 = 2,5 \cdot 9 = 22,5 \text{ м.} \quad (3.17)$$

3.4 Выбор типа маслонапорной установки

По номограмме (Приложение Б, рисунок Б.2) была выбрана МНУ 25/2-40-32-3, основные характеристики которой приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Технические данные МНУ 25/2-40-32-3

$P_{\text{изб, ном, МПа}}$	Тип гидроаккумулятора	$V_{\text{ГА, ном, М}^3}$	Число сосудов
4,0	ГА 25/2-40	25,0	2

3.5 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице 9.2 в справочнике Щавелева Д.С. определяем тип. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭГРК-100 (для ГА с двумя регулируемыми органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-100.

3.6 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 62,5 \frac{\text{об}}{\text{мин}} ;$$

$$P = 98,33 \text{ МВт.}$$

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор

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

Исходя из всех рекомендаций, принимаем гидрогенератор типа СВ-1500/170-96.

Паспортные данные гидрогенератора проектируемой ГЭС сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 - Паспортные данные гидрогенератора Нижнекамской ГЭС

P, МВт	S, МВА	Cosφ	U _{НОМ} , кВ
100	117,65	0,85	13,8

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Электрическая схема Нижнекамской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать основным требованиям предъявляемых к главным электрическим схемам:

- Надежность и безотказность в работе;
- Простота и наглядность;
- Безопасность обслуживания;
- Маневренность схемы;
- Экономичность;
- Возможность дальнейшего расширения.

Одним из ответственных этапов в проектировании является выбор вида блоков на ГЭС.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанции применяются следующие типы электрических блоков, представленных на рисунке 4.1:

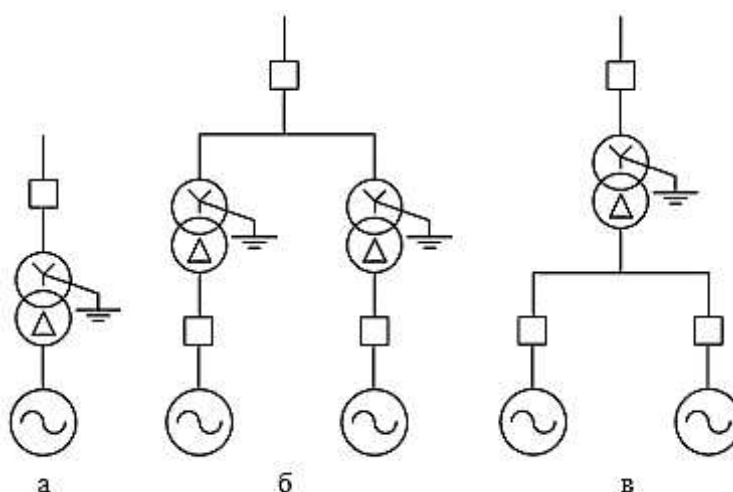


Рисунок 4.1 – Типы генераторных блоков

а – простой (одиночный) блок; б – укрупненный блок с повышающим трансформатором на каждый генератор; в – укрупненный блок с одним трансформатором на несколько генераторов.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчёта, следовательно, для Нижнекамской ГЭС рассмотрим две схемы, с единичными и укрупненными блоками и на основании расчётов сделаем окончательный выбор типа блоков.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

На основе рассчитанных параметров гидротурбины подбираем гидрогенератор по справочным данным серийных типов. Выбор осуществляем по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте вращения генератора. Согласно справочным данным принимаем гидрогенератор СВ-1500/170-96, номинальные данные указаны в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Основные параметры гидрогенератора СВ-1500/170-96

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$	МВ·А	117,65
Коэффициент мощности	$\cos\phi$	о.е	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ}}$	кА	4,92
Номинальная частота вращения	$n_{\text{НОМ}}$	об/мин	62,5
Сопротивление обмотки статора	x_d	о.е	0,65
Переходное сопротивление	x'_d	о.е	0,29
Сверхпереходное сопротивление	x''_d	о.е	0,21
Исполнение	зонтичное		

4.2.2 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд (ТСН) выбираем из условия, что один трансформатор способен покрыть собственные нужды всей станции.

Условие выбора трансформатора собственных нужд запишем в виде:

$$S_{\text{ТСН}} \geq S_{\text{СН}} \quad (4.1)$$

Процент мощности, потребляемый на собственные нужды станции, составляет 1,0% от суммарной мощности всех генераторов станции.

$$S_{\text{СН}} = 1,0\% \cdot S_{\text{Г}} \cdot n_{\text{Г}} = 1,0\% \cdot 117,65 \cdot 6 = 7,1 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.2)$$

В соответствии с Технической политикой РусГидро, «... в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

По каталогу предприятия ООО «КПМ» г. Санкт-Петербург принимается трансформатор ТСЗ-10000/13,8 каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1600/13,8

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{Х}}$, кВт	$I_{\text{Х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
1,6	13,8	6	6	14,0	2,7	1,4

4.2.3 Выбор главных силовых трансформаторов для схемы с одиночными и объединенными блоками

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

При блочной схеме трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки собственных нужд.

Расчётная мощность одного силового трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{Г}} - S_{\text{СН}} = 117,65 - 7,1 = 110,55 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где $S_{\text{Г}}$ – полная мощность генератора (таблица 4.1);

$S_{\text{СН}}$ – полная мощность собственных нужд ГЭС (4.2).

На напряжение 220/13,8 кВ при схеме ГЭС с одиночным блоком наиболее подходящим стал трансформатор от российского предприятия ООО «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ-125000/220-У1, номинальные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

Номинальная мощность, $S_{\text{НОМ}}$	125000 кВА	
Номинальное напряжение	$U_{\text{ВН}}$	242 кВ
	$U_{\text{НН}}$	13,8 кВ
Схема соединения обмоток	$Y_{\text{H}}/\Delta-11$	
Напряжение короткого замыкания, $U_{\text{К}}$	11%	
Потери короткого замыкания, $\Delta P_{\text{К}}$	380 кВт	
Потери холостого хода, $\Delta P_{\text{Х}}$	90 кВт	
Ток холостого хода, $I_{\text{Х}}$	0,55 %	

4.2.4 Выбор главных силовых трансформаторов для схемы с укрупненными блоками

Расчётная мощность трансформатора укрупненного блока составляет:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot (S_{\text{Г}} - S_{\text{СН}}) = 2 \cdot (117,65 - 7,1) = 221,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.4)$$

Из доступных каталогов на напряжение 220/13,8 кВ при схеме ГЭС с укрупненными блоками принимаем трансформатор от российского предприятия ООО «Тольяттинский трансформатор». Каталожные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1, представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1

Номинальная мощность, $S_{\text{НОМ}}$		250000 кВА
Номинальное напряжение	$U_{\text{ВН}}$	242 кВ
	$U_{\text{НН}}$	13,8 кВ
Схема соединения обмоток		Y _Н /Δ-11
Напряжение короткого замыкания, $u_{\text{к}}$		11%
Потери короткого замыкания, $\Delta P_{\text{к}}$		600 кВт
Потери холостого хода, $\Delta P_{\text{х}}$		150 кВт
Ток холостого хода, $I_{\text{х}}$		0,5 %

4.2.5 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$P_{\text{РУ}} = S_{\text{РУ}} \cdot \cos \varphi_{\text{с}} = (n_{\text{Г}} \cdot S_{\text{Г}} - S_{\text{СН}}) \cdot \cos \varphi_{\text{Г}}; \quad (4.5)$$

где $n_{\text{Г}}$ – число гидрогенераторов;

$S_{\text{Г}}$ – полная мощность генератора (таблица 4.1);

$S_{\text{СН}}$ – полная мощность собственных нужд (4.2);

$\cos \varphi_{\text{Г}}$ – коэффициент мощности генератора.

$$P_{\text{РУ}} = (6 \cdot 117,65 - 7,1) \cdot 0,85 = 594 \text{ МВт.}$$

Расчёт числа отходящих ВЛ 220 кВ:

$$n_{\text{Л}} = \frac{P_{\text{РУ}}}{R_{\text{ЛЭП}}^{\text{проп}} \cdot K_{220}} + 1, \quad (4.6)$$

где $P_{\text{РУ}}$ – активная мощность передаваемая на РУ (4.10);

$R_{\text{ЛЭП}}^{\text{проп}}$ – пропускная способность на одну цепь ВЛ 220 кВ;

K_{220} – поправочный коэффициент.

$$n_{\text{Л}} = \frac{594}{135 \cdot 1,2} + 1 = 6.$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{РУ}}}{n_{\text{Л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (4.7)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{698,8}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,306 \text{ кА.}$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}}, \quad (4.8)$$

где $\alpha_T = 1,04$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

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

$$I_{\text{расч}} = 1,04 \cdot 1,05 \cdot 0,306 = 0,334 \text{ кА.}$$

Принимаем провод АС-240/32 с минимально допустимым сечением по условию возникновения короны, его параметры представлены в таблице 4.5, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 0,650$ кА.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{пу}}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.9)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{698,8}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,367 \text{ кА.}$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Таблица 4.5 – Параметры провода АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км
1	0,118	0,435

4.3 Выбор схемы РУ ВН

Число присоединений проектируемого РУ 220 кВ в схеме с единичным блоком:

6 – простых блоков;

6 – ВЛ 220 кВ.

Согласно:

-Стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС»: «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ»;

- Стандарту организации ПАО «РусГидро»: «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования».

При напряжении 110-220 кВ и количестве присоединений от 5 до 15 применяется схема с двумя рабочими и обходной системой шин.

Структурная схема выбранного РУ ВН представлена на рисунке 4.2.

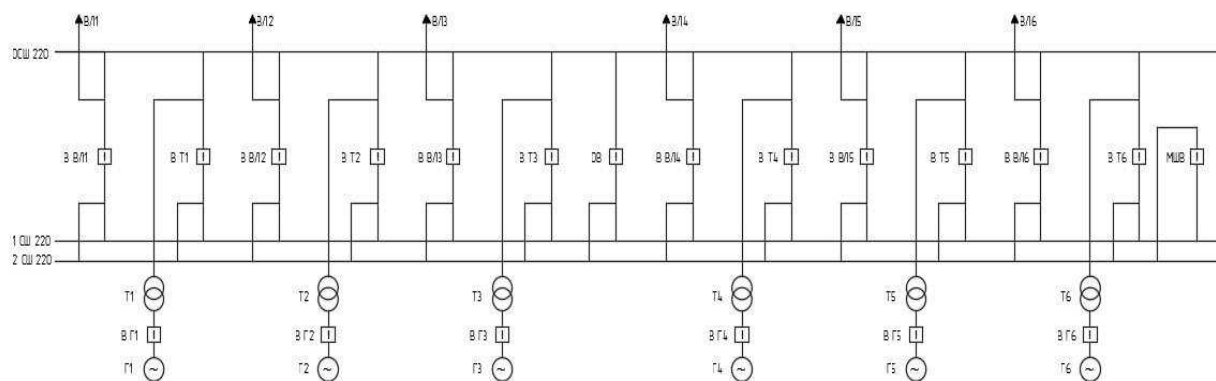


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 с двумя рабочими и обходной системой шин для единичного блока

Число присоединений проектируемого РУ 220 кВ в схеме с укрупненными и объединёнными блоками:

3 – простых блоков;

6 – ВЛ 220 кВ.

При напряжении 110-220 кВ и количестве присоединений от 5 до 15 применяется схема с двумя рабочими и обходной системой шин.

Структурная схема выбранного РУ ВН представлена на рисунке 4.3.

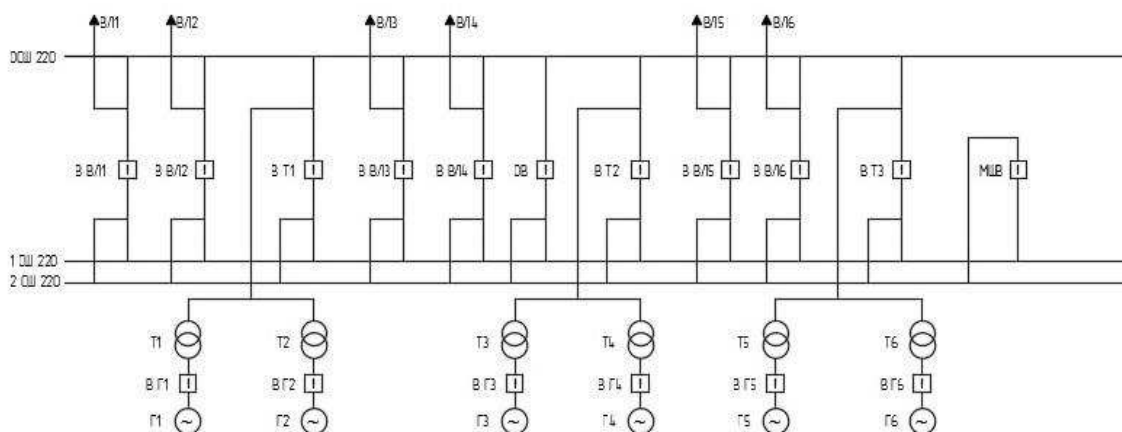


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ ВН 220 кВ с двумя рабочими и обходной системой шин для единичного блока

Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта. Стоимость трансформаторного оборудования представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6– Стоимость трансформаторного оборудования

Оборудование	Стоимость, рублей
ТСЗ-1600/13,8	1 606 600
ТДЦ-125000/220-У1	48 471 300
ТДЦ-250000/220-У1	135 523 000

Расчёт капиталовложения произведем по следующей формуле:

$$K = K_T + K_{ТСН} + K_{ОРУ}, \quad (4.10)$$

где K_T – стоимость блочных трансформаторов;

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

$K_{ОРУ}$ – стоимость ячеек ОРУ 220 кВ.

Капиталовложения для схемы с простыми блоками:

$$K_1 = 6 \cdot 48471,3 + 5 \cdot 1606,6 + 14 \cdot 29312 = 775\,288,8 \text{ тыс. руб.},$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2 = 3 \cdot 135523 + 5 \cdot 1606,6 + 11 \cdot 29312 = 737\,034,0 \text{ тыс. руб.},$$

Ежегодные издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание электрооборудования электростанции пропорциональны стоимости основных капиталовложений:

$$И = \left(\Delta P_K \left(\frac{S_{расч}}{S_{НОМ}} \right)^2 + \Delta P_x \right) \cdot T_{max} \cdot \gamma_0 \cdot n \quad (4.11)$$

где T_{max} – максимальное число часов использования установленной мощности Нижнекамской ГЭС равное 4647 часам;

$$T_{max} = \frac{\mathcal{E}_{ср.много}}{N_{уст}} = \frac{2,8 \cdot 10^9}{590 \cdot 10^3} = 4647 \text{ ч}; \quad (4.12)$$

γ_0 – удельная стоимость 1 кВт·ч по Республике Татарстан равная 3,69 руб;

n – число силовых трансформаторов.

Для варианта с простыми блоками:

$$И = \left(0,38 \cdot \left(\frac{117,65}{125} \right)^2 + 0,09 \right) \cdot 3,69 \cdot 4746 \cdot 6 = 44\,828,3 \text{ тыс. руб.},$$

Для варианта с укрупненными блоками:

$$И = \left(0,6 \cdot \left(\frac{117,65}{250} \right)^2 + 0,15 \right) \cdot 3,69 \cdot 4746 \cdot 3 = 35\,805 \text{ тыс. руб.},$$

Наиболее экономичный вариант электроустановки требует наименьшего значения полных приведённых затрат, которое определяется по формуле:

$$З = E \cdot K_i + И_i, \quad (4.13)$$

где $E=15\%$ – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ от 14.09.92 № 209.

Для варианта с простыми блоками:

$$З_1 = 0,15 \cdot 709\,228\,800 + 44\,828\,300 = 151\,212\,620 \text{ руб.}$$

Для варианта с укрупненными блоками:

$$З_2 = 0,15 \cdot 737\,034\,000 + 35\,805\,000 = 146\,360\,100 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между простым и укрупненными блоками по следующей формуле:

$$З = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\%; \quad (4.14)$$

$$З = \frac{151\,212\,620 - 146\,360\,100}{151\,212\,620} \cdot 100\% = 3,2 \%$$

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

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

4.4 Расчёт токов короткого замыкания

4.4.1 Расчёт исходных данных

Структурная схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 4.4. Рассмотрим две точки короткого замыкания на выводах генератора K_1 и на сборной шине K_2 .

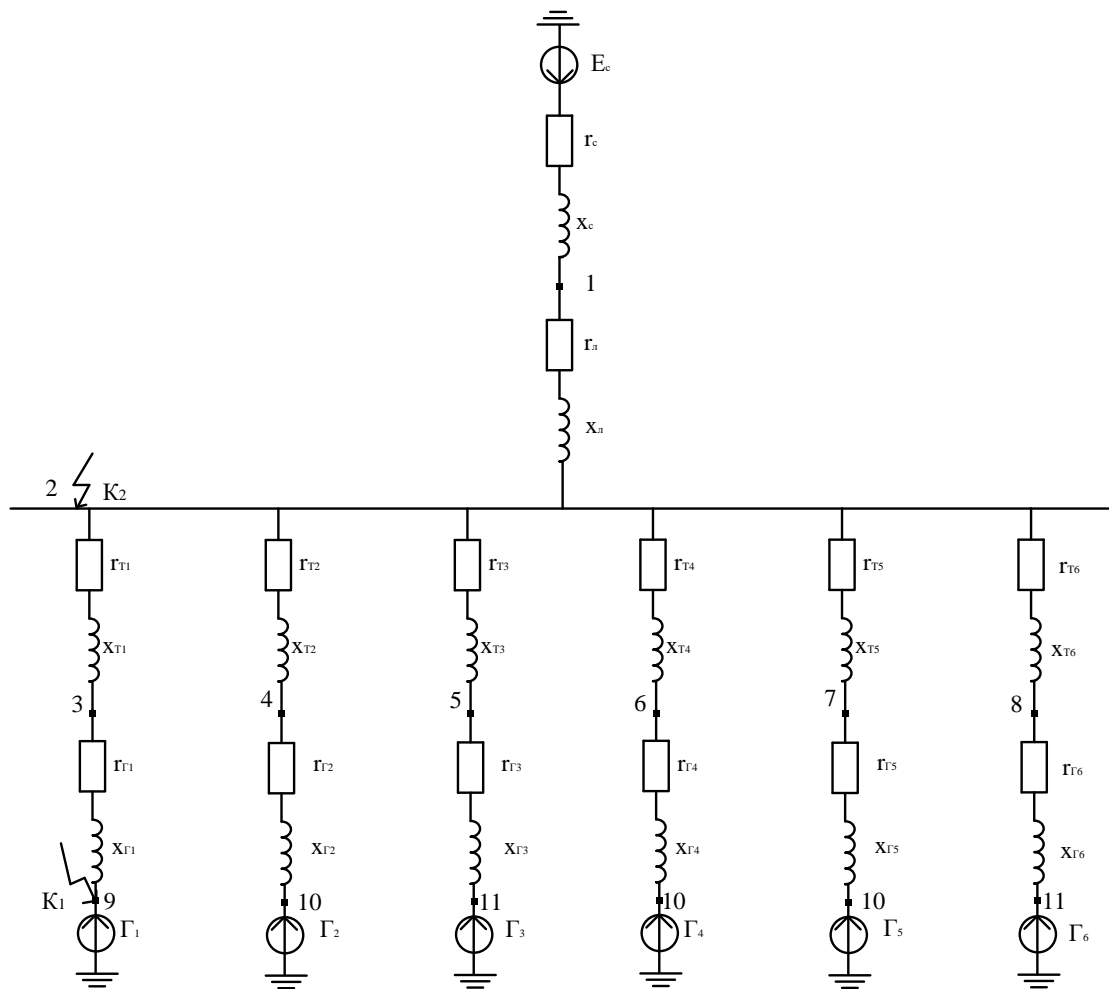


Рисунок 4.4 – Расчётная схема замещения

$E_*'' = 1,13$ – среднее значение сверхпереходных ЭДС при номинальных условиях, для ГГ с демпферными обмотками;

$E_{*c}'' = 1,0$ – для энергетических систем.

ЭДС энергосистемы:

$$E_c = E_{*c}'' \cdot U_{\text{НОМ},c} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.15)$$

ЭДС генераторов:

$$E_\Gamma = E_*'' \cdot U_{\text{НОМ},\Gamma} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.16)$$

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ,Г}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{117,65} = 0,339 \text{ Ом}; \quad (4.17)$$

где x_d'' - относительное сверхпереходное продольное сопротивление, о.е (таблица 4.1);

$U_{\text{НОМ,Г}}$ - номинальное напряжение генератора, кВ (таблица 4.1);

$S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность генератора, МВА (таблица 4.1).

Силовые трансформаторы:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ,Т}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,5 \text{ Ом}, \quad (4.18)$$

где $u_{\text{к}}$ - напряжение короткого замыкания, %;

$U_{\text{НОМ,Т}}$ - номинальное напряжение, кВ;

$S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА.

Линии связи с энергосистемой:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 23,6}{6} = 1,71 \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

где $x_{0,\text{уд}}$ - индуктивное удельное сопротивление провода АС240/32, Ом/км;

l - длина ВЛ 220 кВ, км;

n - количество параллельных линий.

Система:

$$x_{\text{с}} = \frac{U_{\text{НОМ,с}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

где $S_{\text{кз}}$ - мощность короткого замыкания системы, МВА;

$U_{\text{НОМ,с}}$ - номинальная мощность системы, кВ.

Коэффициент трансформации:

$$k_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{13,8}{230} = 0,06. \quad (4.21)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Генератор:

$$r_{\Gamma} = \frac{1,22 \cdot x_{\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{1,22 \cdot 0,339}{0,045 \cdot 314} = 0,029 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

где ω – угловая частота переменного тока;
 T_{Γ} – постоянная времени гидрогенератора, с.

Трансформатор:

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{2} \cdot \frac{U_{\text{НОМ,Т}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,38}{2} \cdot \frac{230^2}{125^2} = 0,643 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

где $\Delta P_{\text{к}}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;
 $U_{\text{НОМ,Т}}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;
 $S_{\text{НОМ}}^2$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Линия:

$$r_{\text{л}} = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,118 \cdot 23,6}{6} = 0,464 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

где $x_{0,\text{уд}}$ – активное удельное сопротивление провода АС240/32, Ом/км;
 l – длина ВЛ 220 кВ, км;
 n – количество параллельных линий.

Система:

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{\text{с}}}{T_{a,\text{с}} \cdot \omega} = \frac{352,67}{0,06 \cdot 314} = 18,72 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

где $T_{a,\text{с}}$ – постоянная времени сети, с.

4.4.2 Расчёт токов трехфазного короткого замыкания в программном комплексе «RastrWin3»

Расчётные данные заносятся в программный комплекс «RastrWin3», на рисунках 4.5 – 4.7 представлены изображения из программного комплекса с внесенными исходными данными. Принцип нумерации узлов показан на рисунке 4.4.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_щ	V	Delta	Тер...
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Система	230											230,00		
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	СШ ОРУ	230											230,00		
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	1 ТР	14											13,80		
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	2 ТР	14											13,80		
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	3 ТР	14											13,80		
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	4 ТР	14											13,80		
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	5 ТР	14											13,80		
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	6 ТР	14											13,80		
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	1 Г	14											13,80		
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	10	2 Г	14											13,80		
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	3 Г	14											13,80		
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	12	4 Г	14											13,80		
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	13	5 Г	14											13,80		
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	14	6 Г	14											13,80		

Рисунок 4.5 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			Система - СШ ОРУ	0,46	1,71								
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3			СШ ОРУ - 1 ТР	0,64	51,50		0,060			0	0		0
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4			СШ ОРУ - 2 ТР	0,64	51,50		0,060			0	0		0
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	5			СШ ОРУ - 2 ТР	0,64	51,50		0,060			0	0		0
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	6			СШ ОРУ - 2 ТР	0,64	51,50		0,060			0	0		0
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	7			СШ ОРУ - 2 ТР	0,64	51,50		0,060			0	0		0
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	8			СШ ОРУ - 2 ТР	0,64	51,50		0,060			0	0		0
8	<input type="checkbox"/>		Выкл	3	9			-										
9	<input type="checkbox"/>		Выкл	3	10			-										
10	<input type="checkbox"/>		Выкл	3	11			-										
11	<input type="checkbox"/>		Выкл	3	12			-										
12	<input type="checkbox"/>		Выкл	3	13			-										
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	3	14			-										

Рисунок 4.6 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ie
1			1	Система	1	18,720	325,700	18,720	325,700	18,720	325,700	230,000				0,206	-88,160	0,000		0,000		0,206
2			2	Г1	6	0,029	0,339	0,029	0,339	0,029	0,339	15,590				26,455	-85,110	0,000		0,000		26,45
3			3	Г2	7	0,029	0,339	0,029	0,339	0,029	0,339	15,590				26,444	-85,112	0,000		0,000		26,44
4			4	Г3	8	0,029	0,339	0,029	0,339	0,029	0,339	15,590				9,684	-87,843	0,000		0,000		9,684
5			5	Г4	9	0,029	0,339	0,029	0,339	0,029	0,339	15,590				9,684	-87,843	0,000		0,000		9,684
6			6	Г5	10	0,029	0,339	0,029	0,339	0,029	0,339	15,590				9,684	-87,843	0,000		0,000		9,684
7			7	Г6	11	0,029	0,339	0,029	0,339	0,029	0,339	15,590				9,684	-87,843	0,000		0,000		9,684

Рисунок 4.7 – Исходные данные по генераторам

Результат расчёта трехфазного короткого замыкания на сборной шине 220 кВ показан на рисунке 4.8.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1		3ф	2			6,5712	-86,64

Рисунок 4.8 – Результаты расчёта трехфазного КЗ на СШ 220 кВ

На рисунке 4.9 представлен результат расчёта трехфазного КЗ на выводах генератора.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	6			78,2873	-89,00

Рисунок 4.9 – Результаты расчёта трехфазного КЗ на выводах генератора

Результат расчёта однофазного КЗ на сборных шинах 220 кВ показан на рисунке 4.10.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1ф	2			3,2856	-86,64

Рисунок 4.10 – Результаты расчёта однофазного КЗ на СШ 220 кВ

Значение полного однофазного КЗ на сборной шине 220 кВ составляет:

$$I_{\text{по}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\text{КЗ}}^1 = 3 \cdot 3,29 = 9,87 \text{ кА.} \quad (4.26)$$

$I_{\text{по}}^{(1)} > I_{\text{по}}^{(3)}$, неравенство выполняется, следовательно, величина тока однофазного КЗ в точке К1 является расчетной для проверки выключателей на отключающую способность.

Ток ударный на шине:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}}^{(1)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 9,87 \cdot 1,84 = 25,68 \text{ кА.} \quad (4.27)$$

Коэффициент ударный будет равен:

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,058}} = 1,84. \quad (4.28)$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,121}{314 \cdot 0,0066} = 0,058 \text{ с.} \quad (4.29)$$

Ток ударный на генераторе:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 78,3 \cdot 1,94 = 214,8 \text{ кА}; \quad (4.30)$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,156}} = 1,94; \quad (4.31)$$

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,487}{314 \cdot 0,0101} = 0,156 \text{ с}. \quad (4.32)$$

Сведем результаты расчёта токов короткого замыкания в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Тип КЗ	Номер узла КЗ	k_y	$I_{п0}$, кА	i_y , кА
3ф	6	1,94	78,3	214,8
3ф	2	1,84	6,57	25,7
1ф	2	–	9,87	–

В точке К1 величина тока однофазного КЗ оказалась больше трехфазного тока КЗ, следовательно, значение $I_{п0}^{(1)} = 9,87 \text{ кА}$ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.5 Выбор электрических аппаратов

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важный этап в проектировании электроустановки, от которого в немалой степени зависит надежность её работы.

Аппараты и проводники должны обеспечить выполнение ряда требований:

1. Противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
2. Выдерживать механические нагрузки, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий;
3. Длительно проводить рабочие токи без критического повышения температуры.

4.5.1 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжеленного режимов

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

Наибольший рабочий ток в присоединениях генераторов определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

$$I_{Г \text{ раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{117,65}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5,2 \text{ кА}; \quad (4.32)$$

Наибольший рабочий ток трансформатора ТДЦ-250000/220-У1:

$$I_{Т \text{ раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т \text{ ном}} \cdot k_{Т}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 17,5} = 0,29 \text{ кА}; \quad (4.33)$$

Линии связи с системой 220 кВ нормальный режим:

$$I_{ВЛ \text{ раб. max}} = \frac{n_{Г} \cdot S_{Г \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot n_{ВЛ} \cdot U_{НОМ}} = \frac{6 \cdot 117,65}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 230} = 0,3 \text{ кА}; \quad (4.34)$$

Линии связи с системой 220 кВ утяжеленный режим:

$$I_{ВЛ \text{ утяж. max}} = \frac{n_{Г} \cdot S_{Г \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot (n_{ВЛ} - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{6 \cdot 117,65}{\sqrt{3} \cdot (6 - 1) \cdot 230} = 0,35 \text{ кА}; \quad (4.35)$$

Рабочий ток в присоединении трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 13,8 кВ:

$$I_{ТСН \text{ раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{ТСН \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 0,07 \text{ кА}; \quad (4.36)$$

4.6 Выбор электротехнического оборудования ОРУ 220 кВ

Выключатели и разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость.

Выбран элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш». Проверка выключателя представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка выключателя ВЭБ-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{НОМ} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 220 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 350 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{откл. ном}} \geq I_{п.0}$	$I_{п.0} = 9,87 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{у}$	$i_{у} = 25,7 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 3,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^{(3)^2} (t_{\text{вкл}} + t_{\text{рза}}) = 6,58^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 3,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (4.37)$$

где $I_{\text{по}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на выводах генератора;
 $t_{\text{вкл}}$ – собственное время включения выключателя;
 $t_{\text{рза}}$ – время срабатывания устройств РЗА, равное 0,01 с.

Условие прохождения проверки на термическую стойкость:

$$B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}};$$

$$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 3,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Следовательно, выключатель ВЭБ-220 прошел проверку на термическую стойкость.

Для создания видимого разрыва в цепях РУ был выбран разъединитель горизонтально-поворотного типа РГ-220/1000 (таблица 4.9)

Таблица 4.9– Параметры разъединителя РГ-220/1000

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 350 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 25,7 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 3,89 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2980 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220. Производитель ЗАО «Энергомаш». Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10- Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 350 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$i_{\text{у}} < i_{\text{дин}}$	$i_{\text{у}} = 25,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} < B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 3,89$	$B_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК». Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11- Выбор и проверка оптического трансформатора напряжения

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

В таблице 4.12 представлены данные выбранного анализатора сети для отходящих линий.

Таблица 4.12– Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-220/163/10/2III(IV)УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.6.1 Выбор электротехнического оборудования генераторного напряжения

Выбираем для генераторов, присоединённых к РУ ВН генераторный комплекс КАГ-20, производитель ОАО «Электроаппарат», который состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Параметры приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Параметры генераторного комплекса

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сети ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб max}}$	$I_{\text{раб max}} = 5200 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 10000 \text{ А}$
$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{п.0}}$	$I_{\text{п.0}} = 78,3 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 90 \text{ кА}$
$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 213,9 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}$	$B_{\text{к.расч}} = 3,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
Относительное содержание аperiodической составляющей	$\beta_{\text{н\%}} = 50,3 \%$	$\beta_{\text{н\%}} = 90 \%$

$$\beta_{\text{н\%}} = \frac{i_{\text{ат}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}} \cdot 100\% = \frac{55,71}{\sqrt{2} \cdot 78,3} \cdot 100\% = 50,3\%; \quad (4.38)$$

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 78,3 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,058}} = 55,71 \text{ кА}. \quad (4.39)$$

Преимущества данной системы заключается в ее компактности, что приводит к снижению затрат на инфраструктуру. Высокая скорость установки и ввода в эксплуатацию.

Для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для перехода в режим синхронного компенсатора необходим синхронизатор. По каталогу российской компании ООО «АСУ-ВЭИ» выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор АС-М3.

Также принимается к установке анализатор АПКЭ-1 производства фирмы «ЮПЗ Промсвязькомплект». Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать

отклонения от нормативных параметров, а следовательно - предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Данные по приборам представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.7 Схема собственных нужд

Схема собственных нужд выполнена на основе СТО «Системы питания собственных нужд ГЭС». Обратная двух ступенчатая схема собственных нужд выполнена с двух секционированной системой сборных шин.

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания. Секции 6 кВ питаются от трех трансформаторов собственных нужд ТСН1-ТСН3 типа ТСЗ-10000/13,8/6.

Секции 0,4 кВ питаются от восемнадцати трансформаторов собственных нужд ТСН4 – ТСН21 типа ТСЛГ-1000/6/0,4. Осуществляется взаимное резервирование, агрегатные собственные нужды для каждого генератора и общестанционные собственные нужды запитываются от агрегатных трансформаторов собственных нужд, а также осуществлено резервное питание от резервного трансформатора РТСН типа ТДН 10000/35/6, имеется дизель-генераторная установка для осуществления резервного питания особо ответственных потребителей.

4.7.1 Выбор дизель-генераторной установки

В качестве одного из резервных источников питания для Нижнекамской ГЭС приняты две дизель-генераторные установки ЭДБ-1000. Номинальная полная мощность 1 МВА. Номинальное напряжение 0,4 кВ. ДГУ произведена компанией «Энерго-Моторы», г. Екатеринбург, Россия.

4.7.2 Выбор резервного трансформатора собственных нужд

В качестве резервного трансформатора СН принят ТДН-10000/35/6 с номинальным напряжением 35 кВ. Он будет питать собственные нужды Нижнекамской ГЭС от подстанции Тайма-2 (35 кВ). Произведен данный трансформатор компанией «Энерго-Завод» в г. Екатеринбург, Россия.

5 Релейная защита

5.1 Расчет номинальных токов

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного курсового проекта.

Номинальный ток генератора:

$$I_H^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{117,65 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4922 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{НОМ Г}}$ – номинальная полная мощность генератора;
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_H^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{4922 \cdot 1}{5000/5} = 4,92 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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

$K_{\text{ТТ НН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Номинальный ток на стороне высшего напряжения распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 298 \text{ А}, \quad (5.3)$$

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

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

Номинальный ток на стороне высшего напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{298}{300/5} = 4,97 \text{ А}, \quad (5.4)$$

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

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{нн ТЭ}} = \frac{I_{\text{ном рот}}^{(1)}}{1,2255} = \frac{1795}{1,2255} = 1465 \text{ А}, \quad (5.5)$$

где $I_{\text{ном рот}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора.

$$S_{\text{ТВ}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{нн ТВ}} \cdot U_{\text{нн ТВ}} = \sqrt{3} \cdot 1465 \cdot 0,375 = 951,5 \text{ кВА}, \quad (5.6)$$

где $U_{\text{нн ТВ}}$ – напряжение на кольцах ротора, равное 0,375 кВ.

Принимаем трансформатор возбуждения ТСЗ–1000/13,8/0,4.

Номинальный ток высшего напряжения на трансформаторе возбуждения:

$$I_{\text{вн ТВ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 41,84 \text{ А}. \quad (5.7)$$

Номинальный ток высшего напряжения, протекающий на трансформаторе возбуждения, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн ТЭ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн ТВ}}^{(1)}}{K_{\text{тт ТВ}}} = \frac{41,84}{50/5} = 4,19 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где $K_{\text{тт ТВ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне трансформатора возбуждения.

Номинальный вторичный ток ротора, протекающий на стороне высшего напряжения трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{вн рот}}^{(2)} = \frac{I_{\text{н рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{нн ТВ}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{вн ТВ}}} = \frac{1795 \cdot 0,375 \cdot 1}{1,2255 \cdot 13,8} = 39,8 \text{ А}, \quad (5.9)$$

где $I_{\text{н рот}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора;

$U_{\text{нн ТВ}}$ – напряжение на кольцах ротора (низкой стороны);

$U_{\text{вн ТВ}}$ – номинальное напряжение высокой стороны.

Номинальный вторичный ток ротора, протекающий на стороне высшего напряжения трансформатора возбуждения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн рот}}^{(2)} = \frac{I_{\text{н рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{нн ТВ}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{вн ТВ}} \cdot K_{\text{тт ТВ}}} = \frac{1795 \cdot 0,375 \cdot 1}{1,2255 \cdot 13,8 \cdot 50/5} = 3,98 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где $K_{тт\text{ ТВ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока со стороны трансформатора возбуждения.

5.2 Технические данные защищаемого оборудования

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

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1500/170-96
мощность номинальная	полная, МВА	117,65
	активная, МВт	100
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		62,5
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		3
номинальный ток статора, А		4922
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1795
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,65
	переходное $X'd$	0,29
	сверхпереходное $X''d$	0,21
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,28

Таблица 5.2- Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-125000/220
мощность номинальная, МВА	125
номинальное напряжение, кВ	242
напряжение короткого замыкания, %	11
группа соединений	Y_n/Δ

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [8, глава 3] принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – СВ-1500/170-96 – 117,65 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора от междуфазных КЗ 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 симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потерей возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220:

- 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 повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;
- Резервные защиты:
- Пятиступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - Четырехступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю;
 - Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - УРОВ 220 кВ для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ.

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

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

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) 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: $I_H = 4922$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{тт} = 5000/5$ А.

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

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4922 = 246,1 \text{ А}, \quad (5.11)$$

где $K_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср.0} \geq K_H \cdot I_{нб(н)} = K_H \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.12)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{ср.0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4922 = 738,3$ А.

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:

$$I_{нб(кз)} = K_{ап} \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{макс}, \quad (5.13)$$

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:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{X_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 4922 = 26485,1 \text{ А.} \quad (5.14)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 26485,1 = 2648,51 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.15)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – Коэффициент надежности;
 I_{T} – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_{\text{T}} > \frac{2648,51 \cdot 2}{78200} = 0,07.$$

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15 \cdot I_{\text{Н}}}{0,3} = 0,5 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.16)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15 \cdot I_{\text{Н}}}{0,3} = 0,5 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.17)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5 \cdot I_{\text{Н}}$ (при этом условие выполняется).

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{\text{отс}} = (2 \div 12) \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Принимаем уставку: $I_{\text{отс}} = 7 \cdot I_{\text{НОМ}} = 34,46 \text{ кА}$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

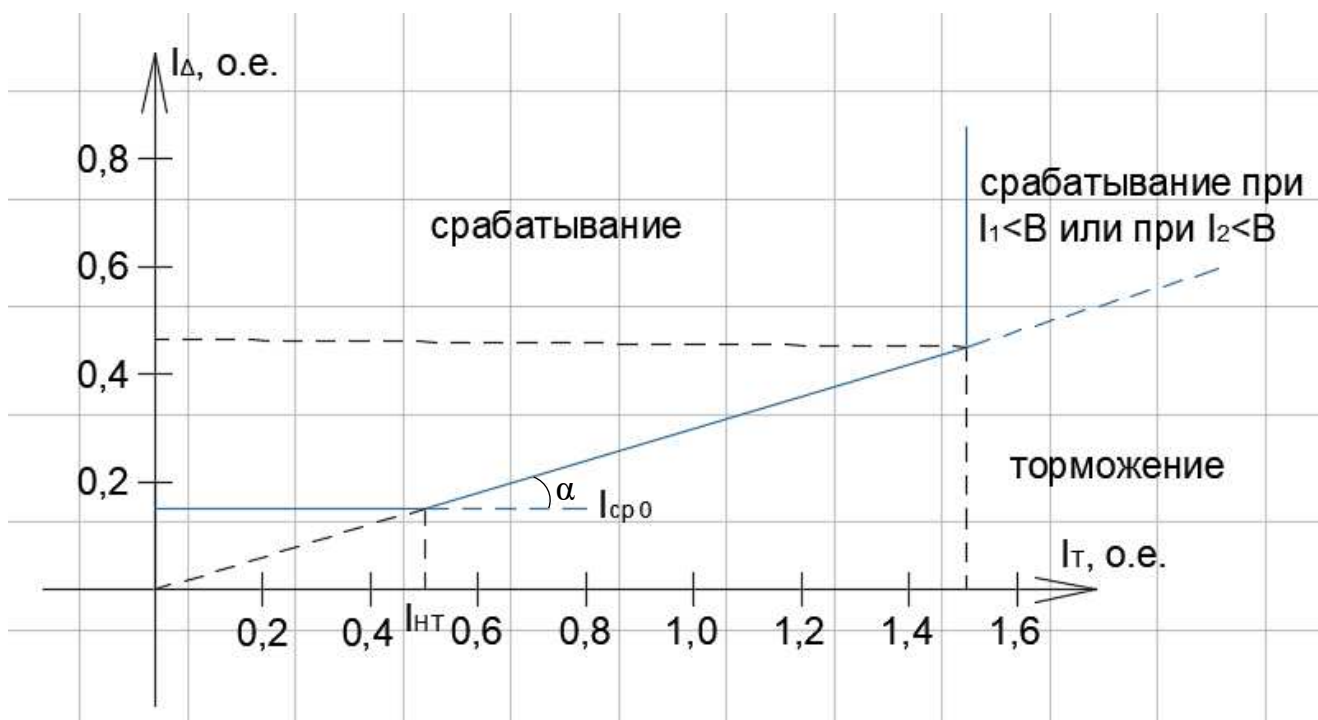


Рисунок 5.1 – характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

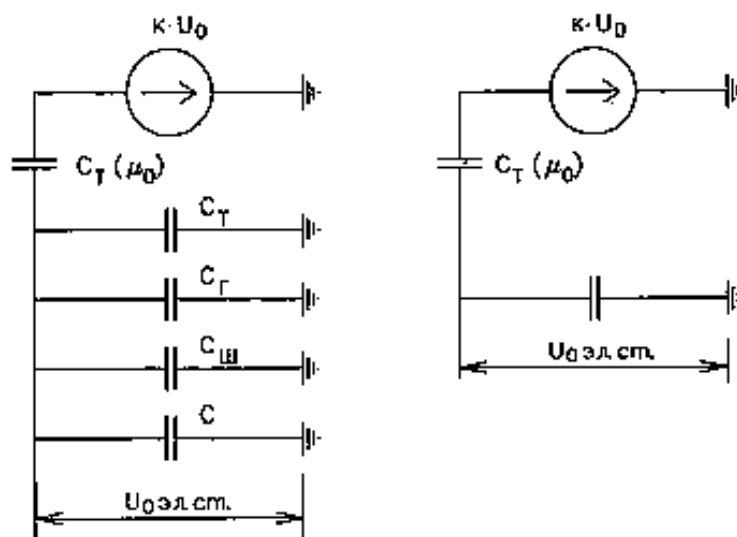


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.18)$$

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 0,012 мкФ/фазу;

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

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

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

$C_{\text{ВГ}}$ – ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ со стороны генератора. Принимается равной 0,35 мкФ/фазу.

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.19)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,35 = 1,39 \text{ мкФ/фазу} \quad (5.20)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,39 = 10,42 \text{ А} \quad (5.21)$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012+1,39} = 199,3 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}}, \quad (5.22)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{199,3}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}};$$

$$U_{\text{СП}} \geq 1,32 \text{ В.}$$

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

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

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

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

В данном случае $K_{\text{Т}}$ принимается равным 1,2. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от $K_{\text{Т}}$ будет равно:

$$X = \frac{1}{K_{\text{Т}}+2} = \frac{1}{1,2+2} = 0,3125 \text{ о.е.} \quad (5.23)$$

Из выражения 5.23 видно, что орган U_{03} при K_T равном 1,2 работает селективно и защищает 31,25 % обмотки статора со стороны нейтрали

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U_1 >$), ($U_2 >$)

Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.24)$$

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

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

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.25)$$

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

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

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

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_2^* :

$$I_2^* = I_2 / I_H, \quad (5.26)$$

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:

$$t_{доп} = A / (I_2^*)^2, \quad (5.27)$$

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 (действует на сигнал).

Уставка сигнального органа: $I_{2\text{СИГН}}^* = 0,08$.

$$I_{2\text{СИГН}}^* = 0,08 \cdot I_{\text{Н}}.$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.28)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;

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

Уставка равна:

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.29)$$

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4,92 = 0,74 \text{ А}. \quad (5.30)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}. \quad (5.31)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_2^*)^2}. \quad (5.32)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = (I_2^*)^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.33)$$

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

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

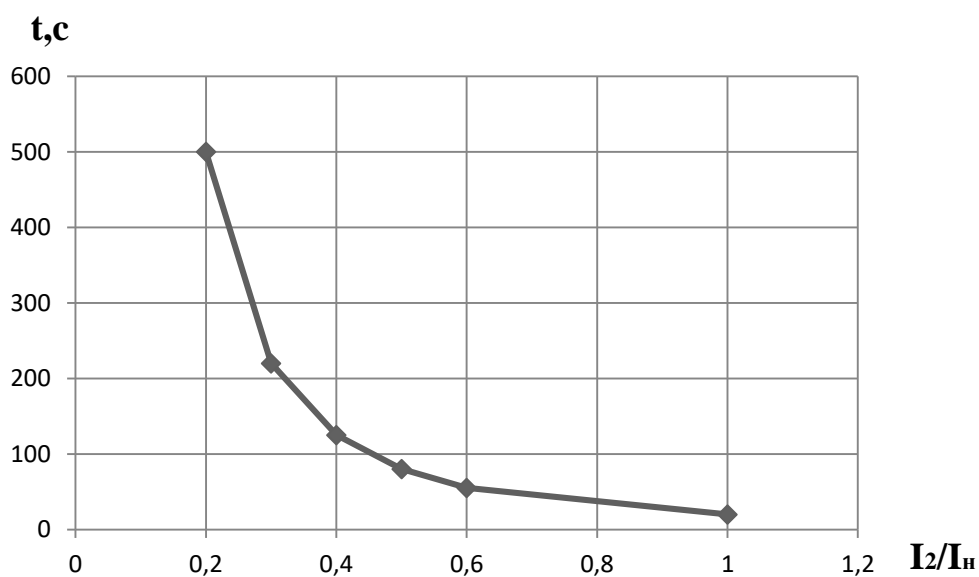


Рисунок 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

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:

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

$$x_d'' = x_d'' \cdot \frac{U_{ВН}^2}{U_{НН}^2} = 0,21 \cdot \frac{242^2}{13,8^2} = 64,58 \quad (5.36)$$

$$I_{КА1}^{(2)ВН} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}}; \quad (5.37)$$

$$x_{л} = x_{0уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2} = 0,435 \cdot 23,6 \cdot \frac{117,65}{242^2} = 0,021 \text{ о. е.}; \quad (5.38)$$

$$I_{КА1}^{(2)ВН} = \frac{1}{2 \cdot 64,58 + 2 \cdot 0,1 + 2 \cdot 0,021} = 0,008 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения (переход из звезды в треугольник):

$$I_{КА1}^{(2)НН} = 2 \cdot I_{КА1}^{(2)ВН} \cdot k_T = 2 \cdot 0,008 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,28 \text{ о. е.} \quad (5.39)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{КА1}^{(2)НН}}{K_q} = \frac{0,28}{1,2} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (5.40)$$

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 с на отключение междушинного выключателя, 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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_N \cdot I_N}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_N}{0,98} = 1,07 \cdot I_N = 5,26 \text{ А}, \quad (5.41)$$

где $K_N = 1,05$ – 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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_N}{0,98} = 1,1 \cdot I_N = 5,41 \text{ А}. \quad (5.42)$$

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

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

Таблица 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, I/I_N	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

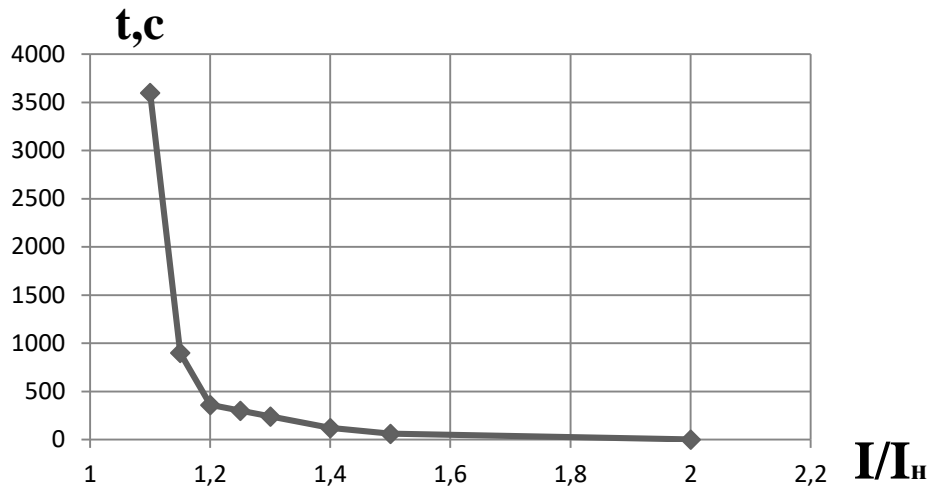


Рисунок 5.4 - Интегральная перегрузочная характеристика

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{НОМ}} = 7,53 \text{ А.} \quad (5.43)$$

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

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_{\text{ТН}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.44)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение междушинного выключателя, 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.

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

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 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 Нижнекамской ГЭС – Бегишево:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{6} \cdot 10,64 = 42,65 \text{ Ом}, \quad (5.45)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление линии;
 K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{U_{кз\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{10,27^2 + 2,78^2} = 10,64 \text{ Ом}. \quad (5.47)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{117,65}{125} + \frac{0,8}{6} \cdot \frac{117,65}{242^2} \cdot 10,64 = 0,09 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_{\delta 1} = 0,09 \cdot 4,96 = 0,146 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

где $Z_{\delta 1}$ – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_{\delta 1} = \frac{U_{\delta 1}^2}{S_{НОМ Г}} = \frac{13,8^2}{117,65} = 1,62 \text{ Ом}. \quad (5.49)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{C3I} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,146 \cdot \frac{5000}{\frac{5}{\frac{13,8}{0,1}}} = 1,06 \text{ Ом.} \quad (5.50)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,06 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4920} = 1,62 \text{ Ом,} \quad (5.51)$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,75 - 0,95}{0,65} = 3,92, \quad (5.52)$$

где $\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}}$ – отношение токов генератора в номинальном и холостом режимах;
 x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_H$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е. ;} \quad (5.53)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.54)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 68,90^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗ II}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}; \quad (5.55)$$

$$Z_{\text{СЗ II}} = Z_{\text{СЗ II о.е.}} \cdot Z_{\text{б1}} = 0,35 \cdot 1,62 = 0,57 \text{ Ом}. \quad (5.56)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{\text{СЗ II}} = \frac{Z_{\text{С.З. II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,57 \cdot 5000/5}{13,8/0,1} = 4,13 \text{ Ом}. \quad (5.57)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 4,13 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%.

Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,13 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,50 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение междушинного выключателя, 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.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

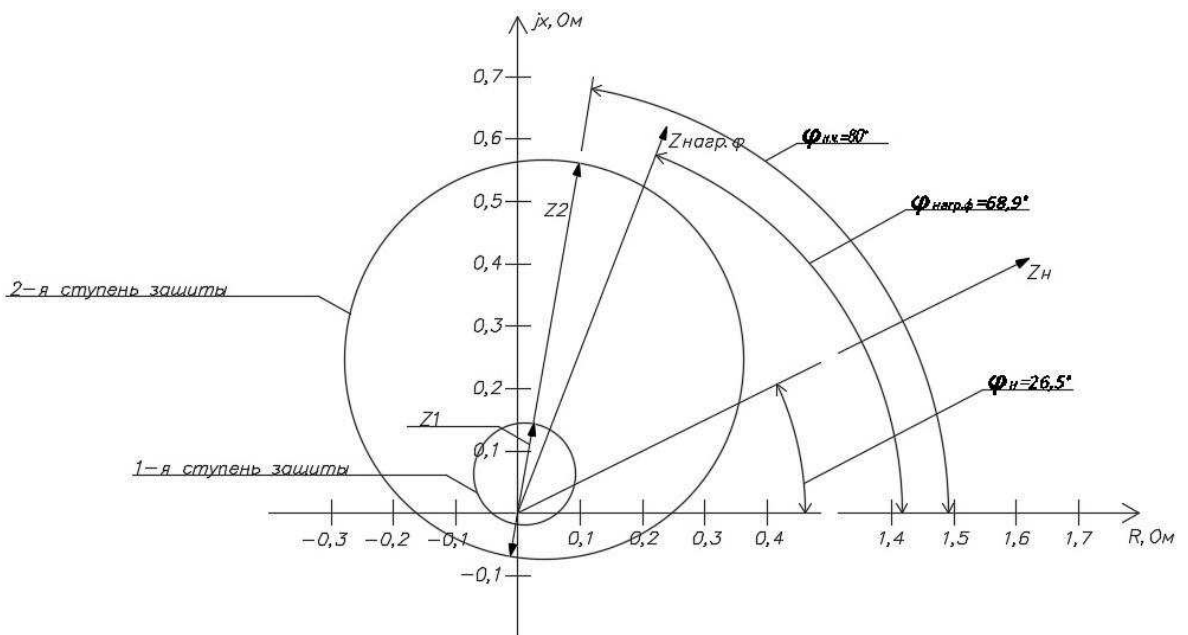


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.5 Защита ротора от перегрузки

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

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{H \text{ РОТ}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{H \text{ РОТ}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{H \text{ РОТ}}, \quad (5.58)$$

где $I_{H \text{ РОТ}}$ – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{H \text{ РОТ}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{H \text{ РОТ}}. \quad (5.59)$$

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

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

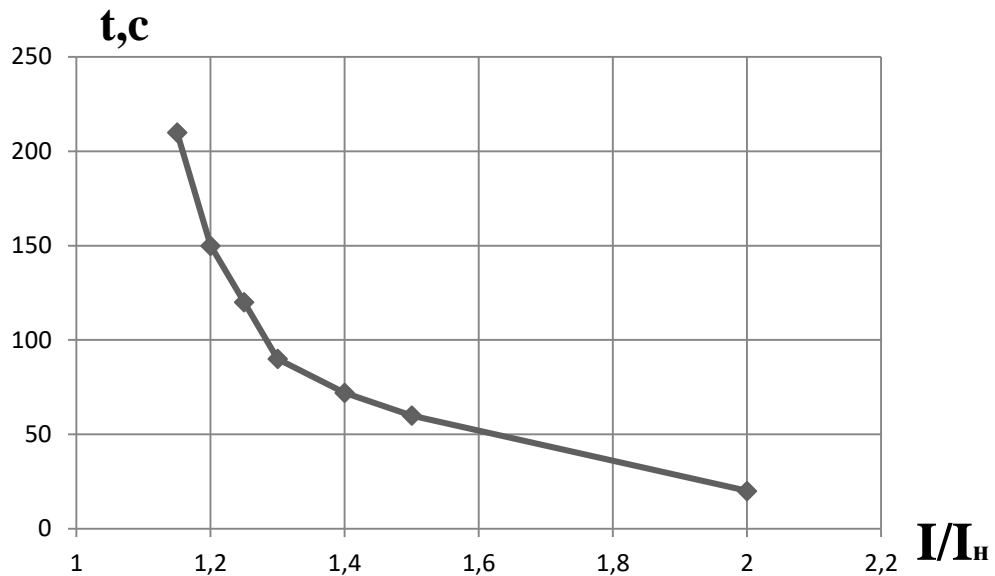


Рисунок 5.6 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{Н \text{ рот}}}{0,98} = 2,25 \cdot I_{Н \text{ рот.}} \quad (5.51)$$

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

5.6 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Нижнекамской ГЭС были выбраны современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Шкаф ШЭ1111 с терминалами защит ЭКРА 200 выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Для каждого комплекта защит должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

Комплект содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины, в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями.

5.7 Таблица уставок и матрица отключений

Составляется матрица отключений защит, результаты представлены в таблице В.1 приложения В.

Уставки защиты представлены в таблице В.2 приложения В.

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса сооружения и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение класса сооружения

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения на основании данных по СП.

Высота ГТС 28,6 м, основание суглинок – I класс.

Мощность ГЭС $N_{уст} = 590000$ кВт – II класс.

Число населения в нижнем бьефе (529797 человек – город Набережные Челны.) – I класс.

Таким образом ГТС имеет I класс.

6.1.2 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla_{ГП}$ принимаем отметку, вычисленную по формуле:

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

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класс – 0,8 м, II – 0,6 м, III – IV – 0,4 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 L}{g(d+0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП;

v – расчетная скорость ветра, м/с;

L – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}}{2} = \frac{68,00 - 39,40}{2} = 14,3 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота волнового нагона в первом приближении по формуле (6.3):

$$\Delta h_{set} = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 8100}{9,81 \cdot (14,3 + 0,5 \cdot 1)} \cdot \cos 0^\circ = 0,0621 \text{ м.}$$

Высота волнового нагона во втором приближении:

$$\Delta h_{set} = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 8100}{9,81 \cdot (14,3 + 0,5 \cdot 0,0621)} \cdot \cos 0^\circ = 0,062 \text{ м.}$$

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

1. Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 8100}{22^2} = 164,2; \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,63. \quad (6.6)$$

где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2. Из графика по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$. Полученные данные сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,022	1,76
$\frac{gt}{v}$	0,077	3,86

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,022$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,76$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = 1,08 \text{ м, } \bar{T} = 3,95 \text{ с.}$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,95^2}{2 \cdot 3,14} = 24,36 \text{ м.} \quad (6.7)$$

4. Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda};$$

$$14,3 \text{ м} \geq 12,2 \text{ м.}$$

Вывод: зона глубоководная

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,08 \cdot 2,1 = 2,27 \text{ м.} \quad (6.8)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$.

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

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 0,95 \cdot 0,85 \cdot 1,4 \cdot 2 \cdot 2,27 = 5,1 \text{ м,} \quad (6.9)$$

где $k_r = 0,95$ и $k_p = 0,85$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП [2, таблица 6] крепление откоса гравийно-галечниковое;

$m = 1,5$ – заложение откоса, тогда $k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по [2, таблица 7];

$k_{run} = 2$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{24,36}{2,27} = 10,52$.

7. Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (1):

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 68,0 + 5,1 + 0,062 + 0,8 = 73,9 \text{ м.} \quad (6.10)$$

6.2 Гидравлический расчет

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

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

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

$$Q_{p.осн} = Q_{max.осн} - Q_{ГЭС} - Q_{др.соор} = Q_{max0,1\%} - Q_{1agr}(n - 1) - Q_{др.соор} = 22020 - 551,1 \cdot (6 - 1) - 1417,8 = 17846,7 \frac{м^3}{с}, \quad (6.11)$$

где $Q_{др.соор} = Q_{ав.вод} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{14,7 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 1417,8 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход через аварийный водосброс;

$Q_{max.осн}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС I класса;

Q_{1agr} – расход через один гидроагрегат, $Q_{1agr} = 551,1 \text{ м}^3/\text{с}$;

n – число гидроагрегатов ГЭС;

$V_{пол}$ – полезный объем водохранилища;

$t_{ср}$ – полное время сработки.

Удельный расход на водосливе:

$$q_v = 1,25 \cdot [v_h] \cdot h_{НБ} = 1,25 \cdot 4 \cdot 7,5 = 37,5 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.12)$$

где $h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дна} = 46,9 - 39,4 = 7,5 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{max.осн}$;

$[v_h] = 4 \text{ м}/\text{с}$ – допустимая скорость на рисберме (суглинок в основании).

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.осн}}{q_v} = \frac{17846,7}{37,5} = 475,9 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Полученное значение округляем в большую сторону.

$$B = 480 \text{ м}$$

Принимаем $n = 20$ количество пролетов шириной $b = 24$ метров.

При количестве затворов на водосбросной плотине больше шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора, по этой причине необходимо добавить еще один пролет.

Так как $n > 6$, то принимаем на один пролет больше, т.е. $n = 21$ количество пролетов шириной $b = 24$ метров $B = 504 \text{ м}$.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_6 \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b, \quad (6.14)$$

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

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

Выбираем разрезной бык с $\delta_6 = 3 \text{ м}$.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_{\text{полн}} = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_6 = 24 \cdot 21 + (21 - 1) \cdot 3 = 564 \text{ м}. \quad (6.15)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.16)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода, для профиля типа A .

$$H_{01} = \left(\frac{17846,7}{0,49 \cdot 480 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,65 \text{ м}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.17)$$

где σ_n - коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1,0$.

ε - коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (21-1) \cdot 0,45}{21} \cdot \frac{6,65}{24} = 0,97, \quad (6.18)$$

$$H_{02} = \left(\frac{17846,7}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 480 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,78 \text{ м},$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.19)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,

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

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_0)} = \frac{17846,7}{(68,0 - 39,4) \cdot (504 + (21 - 1) \cdot 3)} = 1,1 \text{ м/с}. \quad (6.20)$$

Таким образом:

$$H = 6,78 - \frac{1,1 \cdot 1,1^2}{2 \cdot 9,81} = 6,71 \text{ м}.$$

Округляем до целого значения $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 68 - 7 = 61 \text{ м} \quad (6.21)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 61 + 1,6 \cdot 7 = 72,2 \text{ м}. \quad (6.22)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений $\nabla\text{ГГП} = 73,9 \text{ м}$ и $\nabla\text{ГБ} = 72,2 \text{ м}$.

$$\nabla\text{ГП} = 73,9 \text{ м}.$$

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицера. Координаты для построения оголовка представлены в таблице 6.2, на рисунке 6.1 представлен оголовок водосливной плотины.

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$.

№ строка	x	y	№ строка	X	y
1	0,0	0,882	8	4,9	0,700
2	0,7	0,252	9	5,6	1,022
3	1,4	0,049	10	6,3	1,386

Продолжение таблицы 6.2

№ строк	x	y	№ строк	X	y
4	2,1	0,000	11	7,0	1,792
5	2,8	0,042	12	7,7	2,247
6	3,5	0,189	13	8,4	2,758
7	4,2	0,420	14	9,1	3,325

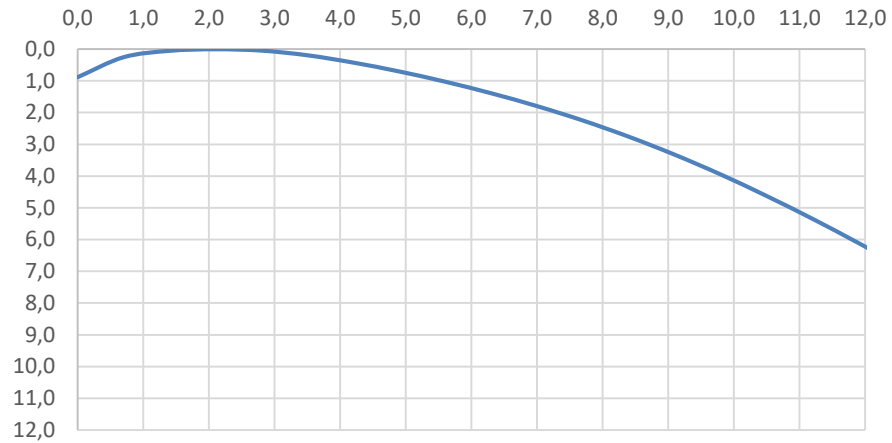


Рисунок 6.1 - Оголовок водосливной плотины

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

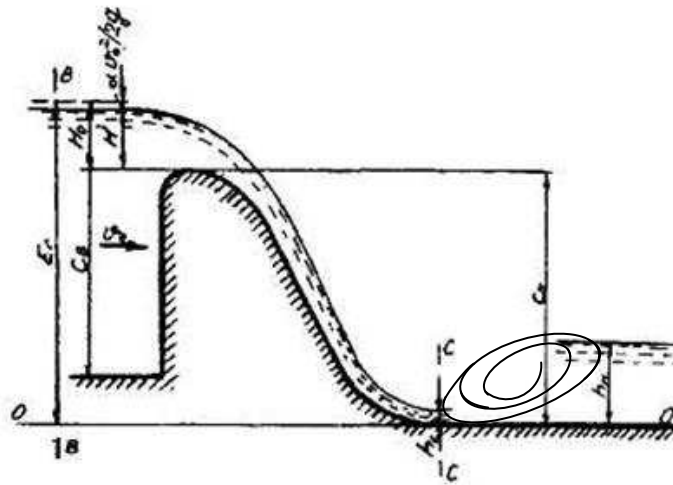


Рисунок 6.2 - Оголовок и сжатое сечение

За плотиной необходимо получить затопленный прыжок (рисунок 6.2). Для этого необходима либо соответствующая глубина в нижнем бьефе, либо гашение части избыточной энергии с помощью водобойной стенки, водобойного колодца или их комбинации.

Определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 17846,7^2}{((480 + 24) + (21 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,82 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Определим сопряженные глубины:

$$q = \frac{Q_{p,max}}{B_{полн}} = \frac{17846,7}{564} = 31,6 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.24)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{31,6}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (68,0 - 39,4 - 0)}} = 1,48 \text{ м,} \quad (6.25)$$

где φ – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани;
 q – удельный расход на водосливе:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{31,6}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81(68,0 - 39,4 - 1,40)}} = 1,52 \text{ м;} \quad (6.26)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c}\right)^3} - 1 \right) = \frac{1,52}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,82}{1,52}\right)^3} - 1 \right) = 11,4 \text{ м.} \quad (6.27)$$

Так как $h''_c = 11,4 \text{ м} > h_{нб} = 7,50 \text{ м}$, прыжок отогнанный.

Выполняем расчет водобойной стенки.

6.2.5 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$\begin{aligned}
 H_{\text{ст}} &= \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2} \\
 &= \left(\frac{31,6}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 31,6^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,13 \cdot 11,4)^2} \\
 &= 7,13 \text{ м,}
 \end{aligned} \tag{6.28}$$

где $\sigma = 1,13$ – коэффициент запаса;
 $m = 0,35$ для водослива практического профиля.

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,13 \cdot 11,4 - 7,13 = 5,75 \text{ м.} \tag{6.29}$$

Скорость потока в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B) \cdot h_c'} = \frac{17846,7}{(504 + (21 - 1) \cdot 3) \cdot 1,52} = 18,7 \text{ м/с.} \tag{6.30}$$

Толщина первого водобоя после плотины:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 18,7 \cdot \sqrt{1,52} = 3,5 \text{ м.} \tag{6.31}$$

6.2.6 Расчет сопряжения потока после водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:

$$\begin{aligned}
 h_c' &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h_c')}} = \frac{31,6}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (5,75 + 7,13 - 0)}} = \\
 &= 2,21 \text{ м;}
 \end{aligned} \tag{6.32}$$

$$\begin{aligned}
 h_c' &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h_c')}} = \frac{31,6}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81 (5,75 + 7,13 - 2,21)}} = \\
 &= 2,43 \text{ м;}
 \end{aligned} \tag{6.33}$$

$$\begin{aligned}
 h_c'' &= \frac{h_c'}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,43}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,82}{2,43} \right)^3} - 1 \right) = \\
 &= 8,4 \text{ м.}
 \end{aligned} \tag{6.34}$$

Так как $h_c'' = 8,4 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 7,5 \text{ м}$, прыжок отогнанный.

6.2.7 Расчет второй водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$\begin{aligned} H_{\text{ст}} &= \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \\ &= \left(\frac{31,6}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 31,6^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,13 \cdot 8,4)^2} = \\ &= 6,85 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.35)$$

где $\sigma = 1,13$ – коэффициент запаса;
 $m = 0,35$ для водослива практического профиля.

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,13 \cdot 8,4 - 6,85 = 2,72 \text{ м.} \quad (6.36)$$

Скорость потока в сжатом сечении:

$$\begin{aligned} v_c &= \frac{Q_p}{(B + (n - 1) \cdot \delta_B) \cdot h_c'} = \frac{17846,7}{(504 + (21 - 1) \cdot 3) \cdot 2,43} = \\ &= 11,7 \text{ м/с.} \end{aligned} \quad (6.37)$$

Толщина второго водобоя после плотины:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 11,7 \cdot \sqrt{2,43} = 2,7 \text{ м.} \quad (6.38)$$

6.2.8 Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:

$$\begin{aligned} h_c' &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h_c')}} = \frac{31,6}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (2,72 + 6,85 - 0)}} = \\ &= 2,56 \text{ м;} \end{aligned} \quad (6.39)$$

$$\begin{aligned} h_c' &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h_c')}} = \frac{31,6}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(2,72 + 6,85 - 2,56)}} = \\ &= 2,99 \text{ м;} \end{aligned} \quad (6.40)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,99}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,82}{2,99} \right)^3} - 1 \right) = 7,3 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Так как $h''_c = 7,3 \text{ м} < h_{НБ} = 7,5 \text{ м}$, прыжок затопленный.

6.2.9 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$Q_{р.пов} = Q_{max.пов} - Q_{ГЭС} - Q_{др.соор} = Q_{max0,01\%} - Q_{1агр} \cdot (n - 1) - Q_{др.соор} = 24682 - (6 - 1) \cdot 551,5 - 1417,8 = 20508,7 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.42)$$

где $Q_{др.соор} = Q_{ав.вод} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{14,7 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 1417,8 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход через аварийный водосброс;

$Q_{max.пов}$ – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГЭС I класса;

$Q_{1агр}$ – расход через один гидроагрегат, $Q_{1агр} = 551,1 \text{ м}^3/\text{с}$;

n – число гидроагрегатов ГЭС;

$V_{пол}$ – полезный объем водохранилища;

$t_{ср}$ – полное время сработки.

$$H_{01.пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{20508,7}{0,49 \cdot 480 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,29 \text{ м,} \quad (6.43)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода, для профиля типа А;

B – ширина водосливного фронта.

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

$$H_{02.пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{20508,7}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 480 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,44 \text{ м,} \quad (6.44)$$

где σ_n - коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1,0$;

ε - коэффициент бокового сжатия, $\varepsilon = 0,97$.

Напор на гребне водослива:

$$H_{\text{пов}} = H_{02.\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.45)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине;

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

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} \\ &= \frac{20508,7}{(69,0 - 39,4) \cdot (504 + (21 - 1) \cdot 3)} = 1,2 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \end{aligned} \quad (6.46)$$

Таким образом:

$$H_{\text{пов}} = 7,44 - \frac{1,1 \cdot 1,2^2}{2 \cdot 9,81} = 7,36 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 61 + 7,36 = 68,36 \text{ м}. \quad (6.47)$$

Так как исходная $\nabla\text{ФПУ} = 69$ м больше расчетной $\nabla\text{ФПУ}_p = 68,36$ м, то из этого следует, что при выбранном B , пропустить поверочный расход возможно.

Принимаем отметку форсированного уровня $\nabla\text{ФПУ} = 69$ м.

6.2.10 Расчет аварийного водосброса

Расход через аварийный водосброс.

$$Q_p = Q_{\text{ав.вод}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{14,7 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 1417,8 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.48)$$

где $V_{\text{пол}}$ - полезный объем водохранилища;

$t_{\text{ср}}$ - полное время сработки.

На рисунке 6.3 показана схема местоположения глубинного водосброса.

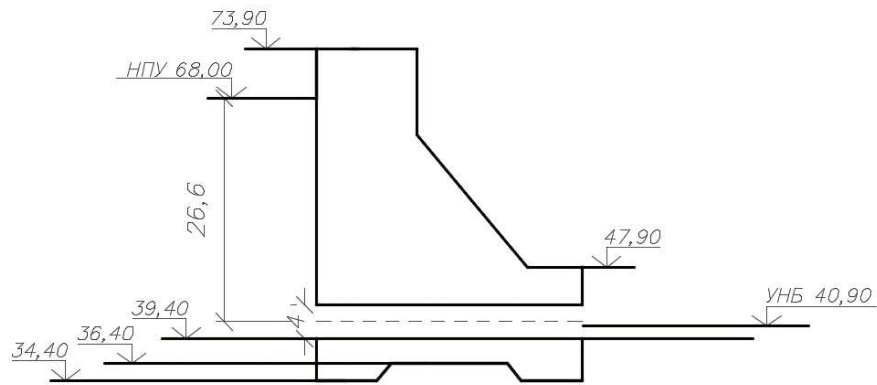


Рисунок 6.3 – Схема местоположения глубинного водосброса

Предварительно назначаем высоту отверстий $h_{\text{отв}} = 4\text{ м}$.

Определим площадь всех водопропускных отверстий.

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \cdot \sqrt{2g \cdot H}} = \frac{1417,8}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 26,6}} = 77,6 \text{ м}^2, \quad (6.49)$$

где Q_p – расчетный расход;

μ – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью 0,8;

H – напор над центром выходного сечения в случае незатопленного отверстия.

Определим ширину водосливного фронта.

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{77,6}{4} = 19,4 \text{ м}.$$

Полученное значение округляем в большую сторону.

$$B = 21 \text{ м}.$$

Принимаем $n = 3$ количество пролетов шириной $b = 7 \text{ м}$.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, пример представлен на рисунке 6.4. Этот

профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

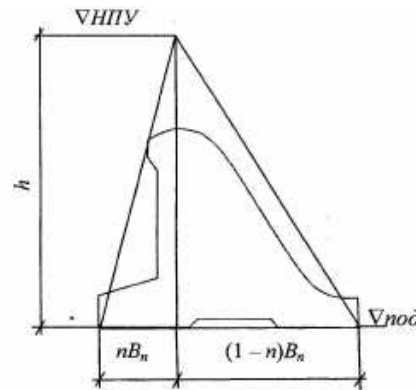


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

Из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.50)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

ρ_b – плотность бетона;

ρ_w – плотность воды.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 68 - 34,4 = 33,6 \text{ м.} \quad (6.51)$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_b + 2) = 39,4 - (3,5 + 1,5) = 34,4 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg} \varphi \cdot \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.53)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1, $\gamma_n = 1,25$;

φ – угол внутреннего трения грунта основания, $\varphi = 27^\circ$.

Задаваясь значением n , вычисляем ширину подошвы по первому и второму условиям.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины (рисунок 6.5).

Результаты расчетов сведем в таблицу 6.3:

Таблица 6.3 – Определение ширины подошвы плотины по B_n^I и B_n^{II}

n	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7025	0,8	0,9
B_n^I	24,7	25,2	25,8	26,7	27,9	29,5	31,6	34,7	39,3
B_n^{II}	41,2	39,3	37,5	35,8	34,3	33,0	31,6	30,5	29,4

По результатам расчетов строим зависимости $B = f(n)$:

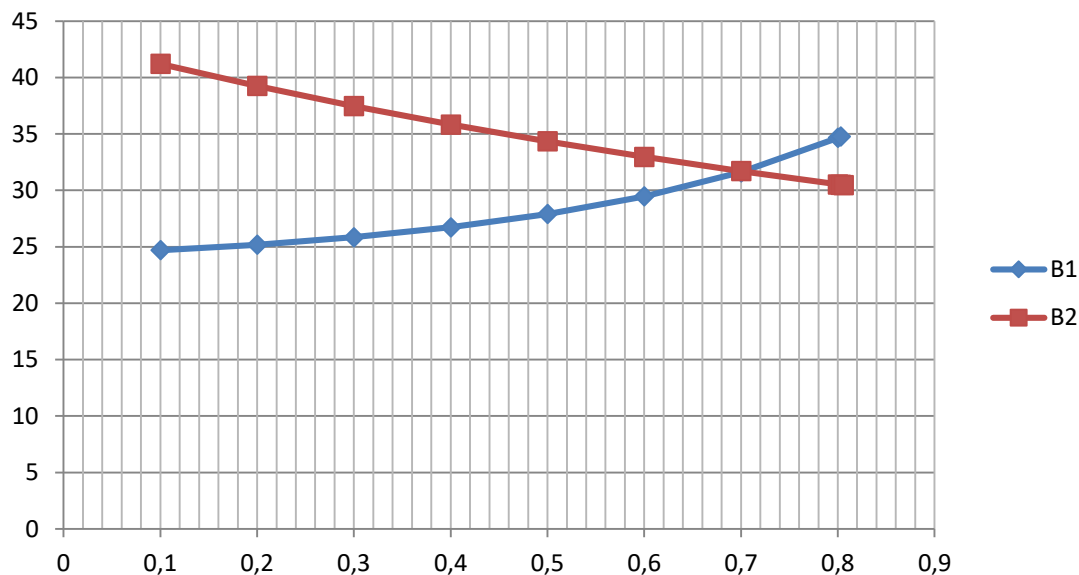


Рисунок 6.5- Графики зависимостей B_n^I и B_n^{II}

Таким образом, искомая ширина подошвы плотины должна отвечать одновременно двум условиям, то есть определяется пересечением двух графиков: B_n^I и B_n^{II} - $B = 31,6$ м, $n = 0,7025$.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах следует предусматривать постоянные (меж секционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

В плотинах на нескальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. На глинистых грунтах разрезают каждый бык.

Деформационные температурно-осадочные швы устраивают вертикальными шириной 4 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов - 1 см.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

6.3.3 Быки

Толщина разрезного быка принимается равной 3 м.

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0,5$ м.

Длина паза ремонтного затвора $c = 0,5$ м.

Ширина паза рабочего затвора принимаем 0,5 м.

Длина паза рабочего затвора принимаем 1 м.

6.3.4 Назначение ширины гребня

Ширину гребня принимаем, исходя из его назначения. Ниже по течению от створа плотины располагается автомобильный мост, поэтому гребень плотины не предусматривает автомобильную дорогу общего пользования, но для движения рабочего транспорта выделим ширину дороги, равной 5 м. Выделим ширину дороги для кранового пути 7 м. В итоге плотина по гребню имеют ширину 12 метров.

6.3.5 Устои

В нашем случае устои будут: разделительный между водосливом зданием ГЭС, спрягающий устой между правобережной грунтовой и водосливной плотиной и спрягающий устой между левобережной грунтовой плотиной и зданием ГЭС. Задача принятого разделительного устоя заключается в защите потока в нижнем бьефе (за зданием ГЭС) от сбойных течений со стороны водослива.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровую галерею размером $2 \times 2,5$ м на отметке 54,9 м.

Вторую из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины, размером $3 \times 3,5$ м на отметке 41,1 м.

6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.4.1 Понур

На глинистых и суглинистых основаниях устраивают водонепроницаемый понур из железобетона.

$$L = (1 \div 1,5) \cdot H = 1,2 \cdot 27,7 = 33 \text{ м} \quad (6.54)$$

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 68 - 40,3 = 27,7 \text{ м} \quad (6.55)$$

где $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$ - отметка уровня нижнего бьефа при $Q_{\text{сан.п}} = 320 \text{ м}^3/\text{с}$,
 $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 40,3 \text{ м}$.

Толщина понура:

$$\delta_{\text{пон}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_{\text{н}}}{J_{\text{кр.т}}} = \frac{18,4 \cdot 1,25}{25} = 1 \text{ м}, \quad (6.56)$$

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

$\gamma_{\text{н}}$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{\text{кр.т}}$ – критический средний градиент напора, определяемый в соответствии со СП, для бетона $J_{\text{кр.т}} = 25$.

6.4.2 Шпунт

Применяем стальной плоский шпунт толщиной 10 мм. Располагаем шпунт в начале подземного контура, то есть в начале понура.

$$L_{\text{шпунта}} = 0,3 \cdot H = 0,3 \cdot 27,7 = 8,3 \text{ м} \quad (6.57)$$

6.4.3 Дренаж

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренаж, расположенный в дренажной галерее на отметке 41,1 м, диаметр дренажных скважин принимаем 20 см.

6.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.5.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты с зубьями за плотиной, и второй водобой за первой стенкой.

Толщина первого водобоя по расчету равна $\delta_{\text{вод.1}} = 3,5 \text{ м}$;

Длина первого водобоя

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 50,3 = 40,3 \text{ м}; \quad (6.58)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 11,4 - 1,52) = 50,3 \text{ м}. \quad (6.59)$$

Толщина второго водобоя принимаем $\delta_{\text{вод.2}} = 2,7 \text{ м}$;

Длина второго водобоя:

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 27,1 = 27,3 \text{ м}; \quad (6.60)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 8,4 - 2,43) = 34,2 \text{ м}. \quad (6.61)$$

Применяем трехслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы толщиной 1 м.

6.5.2 Стенка

Первая водобойная стенка

Высота водобойной стенки $h_{\text{ст}} = 5,75 \text{ м}$

Ширина основания стенки $a_{\text{ст}} = (0,6 \div 0,7) \cdot h_{\text{ст}} = 0,7 \cdot 5,75 = 4 \text{ м}$

$m = 0,35$ для водослива практического профиля.

Вторая водобойная стенка

Высота водобойной стенки $h_{\text{ст}} = 2,72 \text{ м}$

Ширина основания стенки $a_{\text{ст}} = (0,6 \div 0,7) \cdot h_{\text{ст}} = 0,7 \cdot 2,72 = 2 \text{ м}$

$m = 0,35$ для водослива практического профиля

6.5.3 Рисберма

За второй стенкой устраиваем рисберму – участок, предназначенную для успокоения рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкций рисбермы по течению постепенно уменьшатся, обычно это достигается уменьшением толщины плит. Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратами размером 15 м. Так как рисберма устроена на нескальном основании, то под плитами устраиваем обратный фильтр.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.1}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{вод.2}} = \frac{2}{3} \cdot 2,7 = 1,8 \text{ м} \quad (6.62)$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.2}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{рис.1}} = \frac{2}{3} \cdot 1,8 = 1,2 \text{ м} \quad (6.63)$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.3}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{рис.2}} = \frac{2}{3} \cdot 1,2 = 0,8 \text{ м} \quad (6.64)$$

6.5.4 Ковш

Концевой участок рисбермы на нескальном основании выполняется в виде ковша.

Глубина ковша определяется по формуле:

$$h_{\text{max}} = k_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{\vartheta_H}} = 1,05 \cdot \sqrt{\frac{31,6}{2}} = 4,2 \text{ м}, \quad (6.65)$$

где k_p – коэффициент зависящий от условий размыва (1,05 ÷ 1,1);

q_p – удельный расход на рисберме;

ϑ_H – не размывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока $h_{\text{НБ}} = 1$ м, для суглинка с сцеплением $c = 43$ кПа $\vartheta_H = 2 \frac{\text{м}}{\text{с}}$.

Дно ковша засыпается слоем мелкого камня толщиной 0,8 м. Уклон верхового откоса принят 1:4, низового – 1:2.

Отметка дна ковша с учетом толщины бетонной плиты равна 34,4 м. Заглубление ковша относительно дна $h_k = 5$ м.

6.6 Фильтрационный расчет подземного контура

Фильтрационные расчеты проводят с целью обоснования состава элементов подземного контура, их размеров и очертания, с последующим определением величины фильтрационного давления, определения фильтрационного потока.

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{\text{НПУ}} = 68$ м, нижнего бьефа – $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 40,3$ м, при пропуске санитарного расхода $Q = 320 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.6.1 Построение эпюры противодавления методом удлиненной контурной линии

Для фильтрационного расчета воспользуемся методом удлиненной контурной линии. Параметры фильтрационного потока определим с помощью построения схемы.

Определим соотношение l_0/S_0 ,

где l_0 – длина проекции подземного контура на горизонталь;

S_0 – длина проекции подземного контура на вертикаль.

На рисунке 6.7 представлена схема подземного контура.

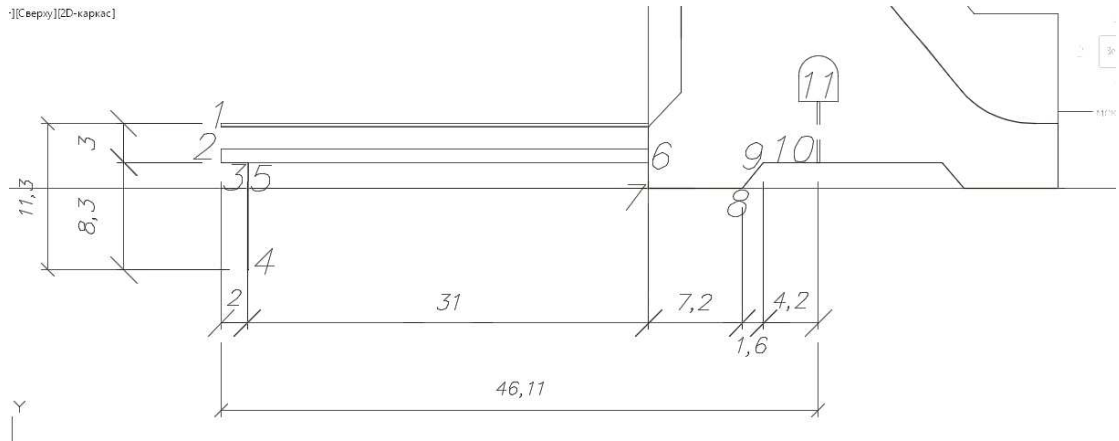


Рисунок 6.7 – Схема подземного контура

$$l_0 = l_{2-3} + l_{5-6} + l_{7-8} + l_{9-10} = 2 + 31 + 7,2 + 2,6 + 4,2 = 47 \text{ м} \quad (6.66)$$

$$S_0 = S_{1-2} + S_{3-4} = 3 + 8,3 = 11,3 \text{ м} \quad (6.67)$$

$$\frac{l_0}{S_0} = \frac{47}{11,3} = 4,2 \quad (6.68)$$

Реальный водоупор T_p находится вне зоны досягаемости, поэтому за T_d принимаем T_a . Так как соотношение $3,4 \leq \frac{l_0}{S_0} \leq 5,0$, то

$$T_a = 2,5 \cdot S_0 = 2,5 \cdot 11,3 = 28,3 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Далее вычислим среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура. На рисунке 6.8 представлена схема к расчету T_{cp} .

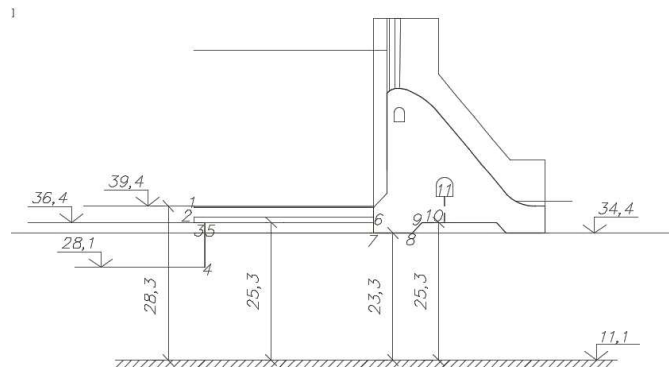


Рисунок 6.8 – Схема к расчету T_{cp}

$$T_{cp} = \frac{28,3 + 25,3 + 23,3 + 25,3}{4} = 25,6 \text{ м}, \quad (6.70)$$

$$\lambda_0 = 0,44 \cdot T_{cp} = 0,44 \cdot 25,6 = 11,2 \text{ м}, \quad (6.71)$$

где λ_0 - дополнительные потери напора на входе фильтрационного потока в грунт основания и на выходе его из основания

$$H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 68 - 40,3 = 27,7 \text{ м}. \quad (6.72)$$

Выполняем графическое построение по методу удлиненной контурной линии в масштаб 1:1000. На рисунке Г.1 приложения Г представлена схема к фильтрационному расчету подземного контура методом удлиненной контурной линии.

Выделенный участок построения $7 \div 10$ является эшюрой фильтрационного давления на подошву плотины.

6.7 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.7.1 Определение нагрузок на плотину

Расчеты проводят для расчета напряжений в сечении на отметке 36,4 м, отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{НПУ} = 68\text{м}$, нижнего бьефа - $\nabla_{УНБ_{min}} = 40,3 \text{ м}$, при пропуске санитарного расхода $Q = 320 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.7.1.1 Вес сооружения и затворов

Вес 1п.м водосливной части плотины определяется до расчетного сечения:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_б} = \frac{508,1 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{24 + 3} = 10633,5 \text{ кН}, \quad (6.73)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина водосливного отверстия;

$\rho_B = 2,4 \text{ кН/м}^3$ – плотность бетона;

$\delta_б$ - ширина быка.

Площадь поперечного сечения водосливной плотины и плечо силы веса водосливной плотины относительно середины расчетного сечения (точка 0), определяем с помощью программы AutoCAD. В площадь не входят продольные галереи. В дальнейшем площади также определены с помощью программы AutoCAD.

$$S_{пл} = 508,1 \text{ м}^2.$$

Вес быка на 1 п.м определим как:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{731,1 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{24 + 3} = 1912,6 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где $S_6 = 731,1 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 204 \cdot \sqrt{204} \cdot 9,81 = 1572,16 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (69 - 61 + 0,5) \cdot 24 = 204 \text{ м}^2, \quad (6.76)$$

где b – ширина пролета.

Вес затвора на 1 п.м:

$$Q'_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1572,16}{24 + 2} = 58,2 \text{ кН/м}. \quad (6.77)$$

6.7.1.2 Сила гидростатического давления воды

При основном сочетании нагрузок и воздействий:

Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 31,6^2}{2} = 4897,9 \text{ кН}, \quad (6.78)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 68 - 36,4 = 31,6 \text{ м}$.

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1 \cdot 9,81 \cdot 3,9^2}{2} = 74,6 \text{ кН}, \quad (6.79)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{под} = 40,3 - 36,4 = 3,9 \text{ м}$,

$\nabla\text{УНБ}_{\min}$ – минимальный уровень нижнего бьефа при $Q_{\text{сан.п}} = 320 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны ВБ и НБ:

$$W_B = \rho_B \cdot g \cdot S_{пр.1} = 1 \cdot 9,81 \cdot 68,5 = 672,0 \text{ кН}; \quad (6.80)$$

$$W_H = \rho_B \cdot g \cdot S_{пр.2} = 1 \cdot 9,81 \cdot 3,91 = 38,35 \text{ кН}, \quad (6.81)$$

где $S_{пр.1}$, $S_{пр.2}$ – площади эпюр вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны ВБ и НБ соответственно ($S_{пр.1} = 68,5$, $S_{пр.2} = 3,91$).

6.7.1.3 Сила взвешивающего давления воды

Эпюра взвешивающего давления представляет собой контур подошвы плотины. Высота эпюры равна давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{взв} = S_{взв} \cdot \rho_w \cdot g = 53,9 \cdot 1 \cdot 9,81 = 528,8 \text{ кН}, \quad (6.82)$$

где $S_{взв} = 3,9 \cdot 13,82 = 53,9 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

6.7.1.4 Сила фильтрационного давления

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего непосредственно на участке 9 ÷ 10 (См. пункт 6.6.1).

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп} = 1 \cdot 9,81 \cdot 27,2 = 266,8 \text{ кН}, \quad (6.83)$$

где $S_{эп} = \frac{5,88+7,01}{2} \cdot 4,22 = 27,2 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления.

6.7.1.5 Давление грунта

Грунт, оказывающий давление на плотину со стороны ВБ состоит из слоя наносов толщиной 3м, слоя суглинка сверху плиты понура толщиной 1,8 метра, пригруженного железобетонной плитой толщиной 0,2 метра, а также слоя суглинка толщиной 2 метра, пригруженного плитой понура толщиной 1 м.

Давление наносов:

$$P_H = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 14,2 \text{ кПа}, \quad (6.84)$$

где $\varphi_H = 21^\circ$ – угол внутреннего трения наносов;

$\gamma_H^{взв} = 10$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_n – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м будет равна:

$$E_n = \frac{P_n \cdot h_n}{2} = \frac{14,2 \cdot 3}{2} = 21,3 \text{ кН.} \quad (6.85)$$

Давление пригруза наносов:

$$E_{пр.н} = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп} = 1 \cdot 9,81 \cdot 4,5 = 44,1 \text{ кПа.} \quad (6.86)$$

Давление грунта $E_{гр.1}$. В точке на верхней границе слоя грунта толщиной $h_{гр.1}$, где действует вес наносов, и вес железобетонной плиты, давления равняется:

$$\begin{aligned} P'_{гр.1} &= (\gamma_n^{БЗВ} \cdot h_n + \gamma_6^{БЗВ} \cdot h_{пл}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр.1}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \\ tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр.1}}{2} \right) &= (10 \cdot 3 + 14 \cdot 0,2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{27}{2} \right) - 2 \cdot 42 \cdot \\ tg \left(45 - \frac{27}{2} \right) &= -39,2 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (6.87)$$

где $\gamma_6^{БЗВ}$ – удельный вес бетона во взвешенном состоянии;
 $h_{пл}$ – высота железобетонной плиты.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр.1}$, где действует вес наносов, вес железобетонной плиты, и вес грунта давления равняется:

$$\begin{aligned} P''_{гр.1} &= (\gamma_n^{БЗВ} \cdot h_n + \gamma_6^{БЗВ} \cdot h_{пл} + \gamma_{гр.1}^{БЗВ} \cdot h_{гр.1}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр.1}}{2} \right) - \\ 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр.1}}{2} \right) &= (10 \cdot 3 + 14 \cdot 0,2 + 11 \cdot 1,8) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{27}{2} \right) - \\ 2 \cdot 42 \cdot tg \left(45 - \frac{27}{2} \right) &= -31,7 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (6.88)$$

где $\gamma_{гр.1}^{БЗВ}$ – удельный вес грунта во взвешенном состоянии;
 $h_{гр.1}$ – высота грунта.

$$\gamma_{гр.1}^{БЗВ} = \gamma_{гр.1} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 18 - (1 - 0,3) \cdot 10 = 11 \text{ кН/м}^3, \quad (6.89)$$

где $\gamma_{гр.1} = 18 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта в сухом состоянии;
 $n = 0,3$ – Пористость грунта.

Равнодействующая давления грунта на 1 п.м будет равна:

$$E_{гр.1} = \frac{P'_{гр.1} + P''_{гр.1}}{2} \cdot h_{гр.1} = \frac{-39,2 + (-31,7)}{2} \cdot 1,8 = -63,8 \text{ кН.} \quad (6.90)$$

Так как значения $E_{гр.1}$ получилось отрицательное, следовательно они направлены в противоположную сторону от плотины и поэтому далее в расчетах не учитываются.

$E_{гр.2}$ в данном случае не воздействует на плотину, так как расчетное сечение расположено на отметке 36,4 м.

6.7.1.6 Волновое давление

Параметры волн определялись ранее в пункте 6.1.2.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 2,27}{24,36} = 0,66 \text{ м.} \quad (6.91)$$

где $h_{1\%}$ - высота 1% - ной обеспеченности;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны.

Равнодействующая волнового давления определяется по формуле Можевитинова А.Л.

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1 \cdot 9,81 \cdot 2,27 \cdot \left(\frac{24,36}{3,14} + \frac{0,66}{2} \right) = 90 \text{ кН.} \quad (6.92)$$

Линия равнодействующей относительно уровня НПУ:

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{24,36}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,27 = 3,01 \text{ м.} \quad (6.93)$$

6.7.2 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы. В результате расчета определяются напряжения на гранях плотины, в сечении на отметке 36,4 м и сравниваются с критериями прочности.

В расчёте плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающие – со знаком «+», изгибающий момент относительно середины расчётного сечения, действующий на тело плотины по часовой стрелке принимается со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «-».

В таблице 6.4 приведены действующие силы, их моменты и плечи.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Сила,	Направление	Для основного сочетания нагрузок и воздействий
----------	------------	-------	-------------	--

		кН	силы	Сила с учетом γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	4897,9	→	4897,9	10,53	51575,27
Тн	1	74,6	←	74,6	1,30	-96,99
Wв	1	672	↓	672,0	14,57	-9790,82
Wн	1	38,4	↓	38,4	27,1	1039,48
Gпл	0,95	10009,9	↓	10101,8	3,55	-35861,54
Gб	0,95	1912,6	↓	1816,9	3,31	-6014,04
Wвзв	1	528,8	↑	528,8	0	0,00
Wф	1	266,8	↑	266,8	4,90	1307,48
Ен	1,2	21,3	→	25,5	4,00	102,03
Епр.н	1	44,1	↓	44,1	17,9	-790,2
Wволн	1	90	→	90,0	30,6	2755,09
Q _з	0,9	58,2	↓	52,4	11,30	-592,15
				$\Sigma \uparrow \downarrow = 11930$ кН		$\Sigma M = 3633,6$ кНм

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}, \quad (6.94)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{11930}{31,6} + \frac{6 \cdot 3633,6}{31,6^2} = -355,7 \text{ кПа},$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов сил, действующих относительно середины контактного сечения;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_0 \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.95)$$

$$\sigma_x^u = -355,7 \cdot 0^2 - 10 \cdot 31,6 \cdot (1 - 0^2) = -316 \text{ кПа},$$

где $\gamma_0 = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 68 - 36,4 = 31,6 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1,$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 31,6 \cdot (-355,7)) \cdot 0 = 0. \quad (6.96)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -355,7 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 31,6 \cdot 0^2 = -355,7 \text{ кПа.} \quad (6.97)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 31,6 = -316 \text{ кПа,} \quad (6.98)$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{11930}{31,6} - \frac{6 \cdot 3633,6}{31,6^2} = -399,4 \text{ кПа.} \quad (6.99)$$

Определяем нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_0 \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -399,4 \cdot 0,84^2 - 10 \cdot 3,9 \cdot (1 - 0,84^2) = -293,3 \text{ кПа.} \quad (6.100)$$

где m_t – заложение низовой грани 0,84,

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 40,3 - 36,4 = 3,9 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_0 \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,9 - 399,4) \cdot 0,84 = 302,7 \text{ кПа,} \quad (6.101)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_0 \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -399,4 \cdot (1 + 0,84^2) + 10 \cdot 3,9 \cdot 0,84^2 = -653,6 \text{ кПа.} \quad (6.102)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_0 \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,9 = -39 \text{ кПа,} \quad (6.103)$$

6.7.3 Критерии прочности плотины и ее основания

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий, необходимо проверить выполнение следующих условий:

1. Во всех точках плотины.

Принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая

$\gamma_{lc} = 1,0$;

γ_c – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_c = 0,9$;

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b; \quad (6.104)$$

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-653,6| \leq 0,9 \cdot 2800;$$

$$817 \text{ кПа} \leq 2520 \text{ кПа.}$$

2. на верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0; \quad (6.105)$$

$$-355,7 \text{ кПа} < 0 \text{ кПа.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.106)$$

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 31,6;$$

$$355,7 \text{ кПа} \geq 79 \text{ кПа.}$$

4. В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0; \quad (6.107)$$

$$-355,7 \text{ кПа} \leq 0 \text{ кПа.}$$

Все условия выполнены – сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.8 Расчет устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения.

Производим уточнение нагрузок с учетом плоского сдвига по подошве сооружения на отметке 34,4 м, аналогично расчетам в пункте 6.7 и сводим в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Сила, кН	Направление силы	Сила с учетом γ_f , кН
T_B	1	5537,54	→	5537,5
T_H	1	170,7	←	170,7
W_B	1	672	↓	672,0
W_H	1	38,4	↓	38,4
$G_{пл}$	0,95	10660,7	↓	10742,0
$G_б$	0,95	1996,8	↓	1897,0
$W_{взв}$	1	1525,5	↑	1525,5
W_ϕ	1	981	↑	852,5
E_H	1,2	21,3	→	25,5
$E_{пн}$	1	44,1	←	44,1
$W_{волн}$	1	90	→	90,0
$q_з$	0,9	58,2	↓	52,4
				$\Sigma \uparrow \downarrow = 11068,2$ кН

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.108)$$

Сила сопротивлению сдвига:

$$R = (G_{пл} + G_б + W_B + W_H + Q'_з + E_{пр.н} - W_{взв} - W_\phi) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.109)$$

$$R = (10742,0 + 1897,2 + 672,0 + 38,35 + 52,4 + 44,1 - 1525,5 - 852,5) \cdot \operatorname{tg} 27^\circ + 42 \cdot 31,6 = 6966,7 \text{ кН/м}$$

где $\varphi = 27^\circ$ – угол внутреннего трения для грунта основания (суглинок),

c – сцепление для суглинка в основании, $c = 42 \text{ кН/м}^2$;

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр, $\omega = B_{пл} \cdot 1 = 31,6 \text{ м}^2$,

Сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + E_H + W_{волн} = 5537,5 - 170,7 + 25,5 + 90 = 5482,3 \text{ кН/м.} \quad (6.110)$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{6966,7 \cdot 1}{5482,3 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$$1,27 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0
Число часов использования установленной мощности	Часы	4647	4647	4647	4647	4647
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2741915,9	2741915,9	2741915,9	2741915,9	2741915,9
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	27419,2	27419,2	27419,2	27419,2	27419,2
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	2714496,7	2714496,7	2714496,7	2714496,7	2714496,7
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1309	1348	1385	1422	1457
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	3553,3	3659,1	3759,6	3860,0	3955,0
НДС к выручке	млн.руб	49,3	50,8	52,2	53,6	54,9

Данная таблица показывает объём реализации электроэнергии за каждый год. Из всех представленных в таблице показателей изменяются Тариф на электроэнергию и Выручка от реализации электроэнергии, из этого можно сделать вывод, увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

7.2 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 ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива,

в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств 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 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	150,6
Прочие	274,0	161,7
Итого по ГЭС		312,3

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этап проекта	Величина
от 1 до 5	0,04
от 6 до 15	0,04
от 16 до 25	0,08
свыше 25	0,1

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	79,9
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097 тыс.руб/МВт·ч	3,1
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/МВт·ч	0,91
Итого		83,9

Налог на воду в расчете на 1 МВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	237,3	444,6	355,4	684,6	736,8
Расходы на страхование, млн.руб.	66,8	83,4	141,6	449,7	488,5
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	312,3	312,3	312,3	312,3	312,3
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2,8	3,5	8,9	28,1	30,5
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	83,9	83,9	83,9	83,9	83,9
Налог на воду, млн.руб.	12,6	13,7	13,7	13,7	13,7
Итого, млн.руб.	715,7	941,4	915,8	1572,3	1665,8

Большую часть текущих затрат составляют эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления. Каждый показатель увеличивается с течением времени.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).

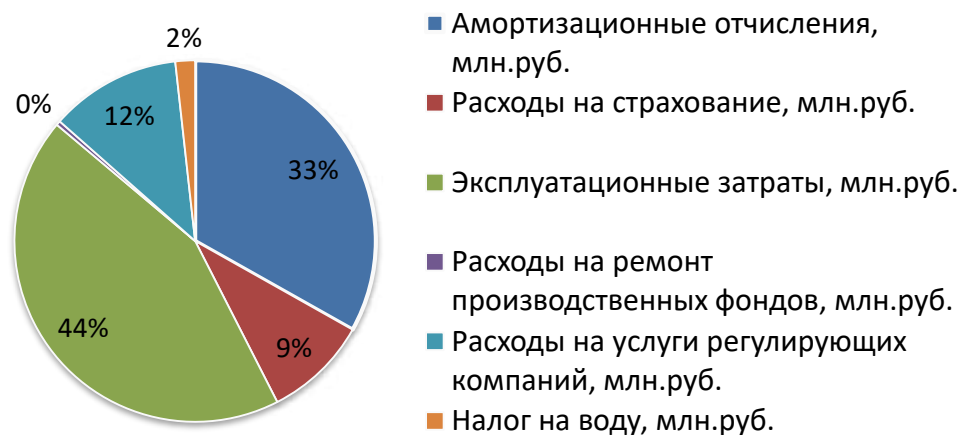


Рисунок 7.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

Основную часть текущих затрат по гидроузлу составляют эксплуатационные и амортизационные затраты.

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 20%;

Взносы в социальные фонды – 34%;

Налог на имущество – 2,2%

Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	467,0	778,6	688,2	291,4	633,5
НДС, млн.руб.	547,3	989,1	867,5	756,5	1116,7
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	140,2	140,2	140,2	140,2	140,2
Налог на имущество, млн.руб.	139,1	194,6	187,6	934,4	1112,2
Итого, млн.руб.	1320,6	2102,5	1883,4	2122,4	3070,6

Большую часть налоговых расходов составляют НДС и налог на прибыль. Каждый показатель увеличивается с течением времени.

7.4 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 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	5417,8	5598,6	5776,9	5957,3	6110,8
Текущие расходы, млн.руб.	1572,3	1665,8	1658,3	1650,8	1653,0
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3845,4	3932,8	4118,7	4306,5	4457,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	769,1	786,6	823,7	861,3	891,6
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	3076,3	3146,3	3295,0	3445,2	3556,3
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика расходов меньше, чем динамика доходов, следовательно, прибыль растет. Динамика чистой прибыли показана на рисунке 7.2:

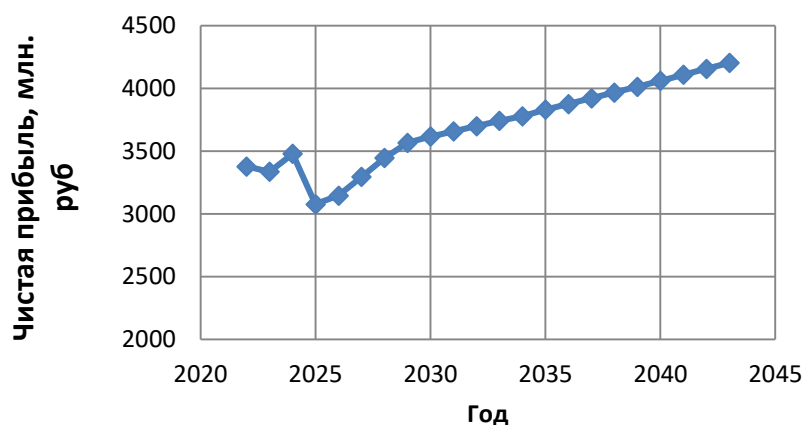


Рисунок 7.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

В начале реализации проекта с 2019 до начала 2021 года происходит отток денежных средств, так как в начале строительства электроэнергия и мощность не вырабатывается.

С начала 2021 года начинается производство электроэнергии и мощности и соответственно убытки уменьшаются и строительство начинает окупаться.

С 2025 года по завершению строительства и прекращению оттоков средств на строительство, наблюдается положительная динамика увеличения прибыли, и затраты начинают окупаться.

Наглядно изменение суммы с по проекту можно увидеть на рисунке 7.3.

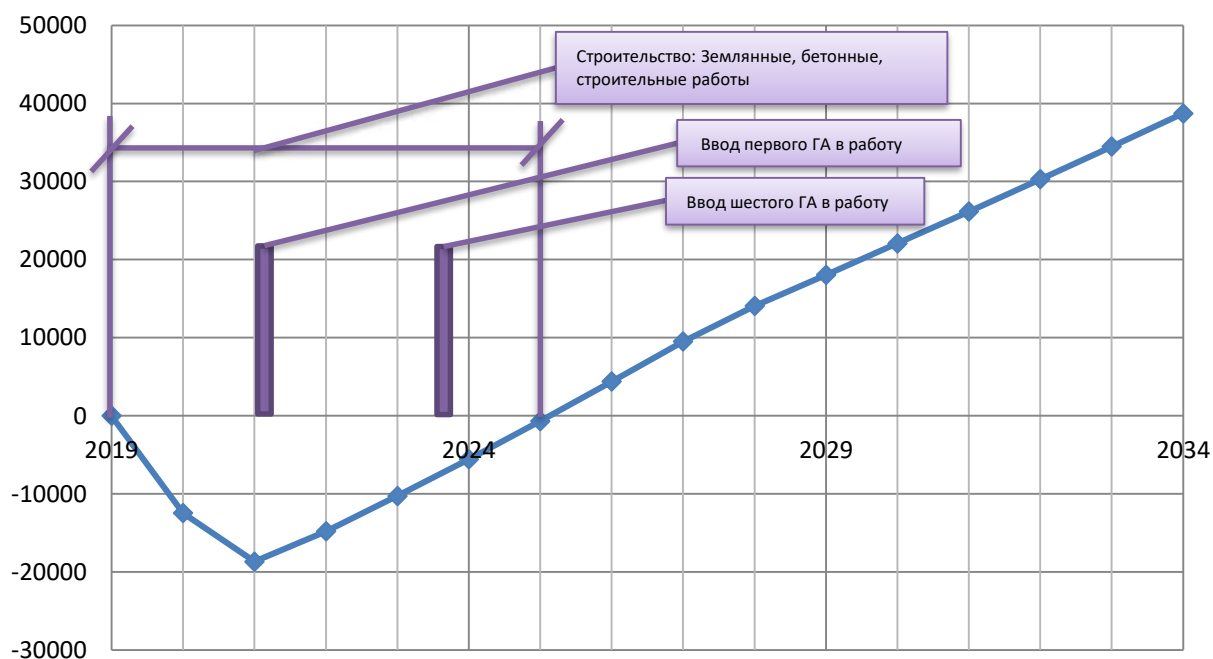


Рисунок 7.3 – Изменение суммы денежных потоков по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта, млн. руб.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

7.5.1 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 ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «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 Нижнекамской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8-Показатели эффективности реализации проекта «Нижнекамская ГЭС на реке Кама»

Наименование	2019
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	72
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	6765,97
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,22
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	27,54
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,13
Удельные капиталовложения, руб/Квт	69785,95

На основании данных можно считать, что наш проект экономически целесообразен, так как срок окупаемости проекта менее 6 лет, станция имеет малую себестоимость электроэнергии (0,13 руб.), а так же сравнительно небольшие кап. вложения (69785,95 руб/кВт).

7.5.3 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 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.Рублей	758,8	1127,1	1029,6	1379,6	1899,6
В региональный бюджет, млн.Рублей	139,1	194,6	187,6	934,4	1112,2
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	897,9	1321,7	1217,3	2314,0	3011,9

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

7.6 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 индекса доходности к изменениям:

- а) Ставки налогов (рисунок 7.4);
- б) Ставки дисконтирования (рисунок 7.6);
- в) Объема инвестиций (рисунок 7.6);
- г) Цена сбыта (рисунок 7.7).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

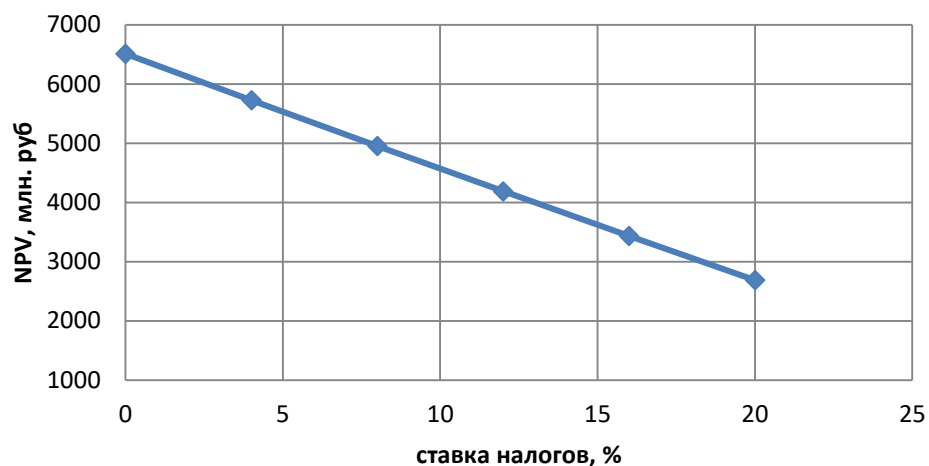


Рисунок 7.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению NPV.

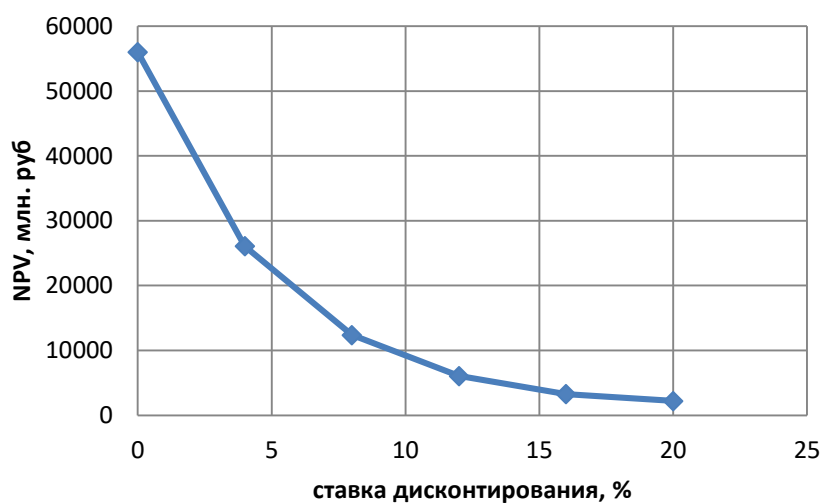


Рисунок 7.5 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

При увеличении ставки дисконтирования уменьшается величина NPV.

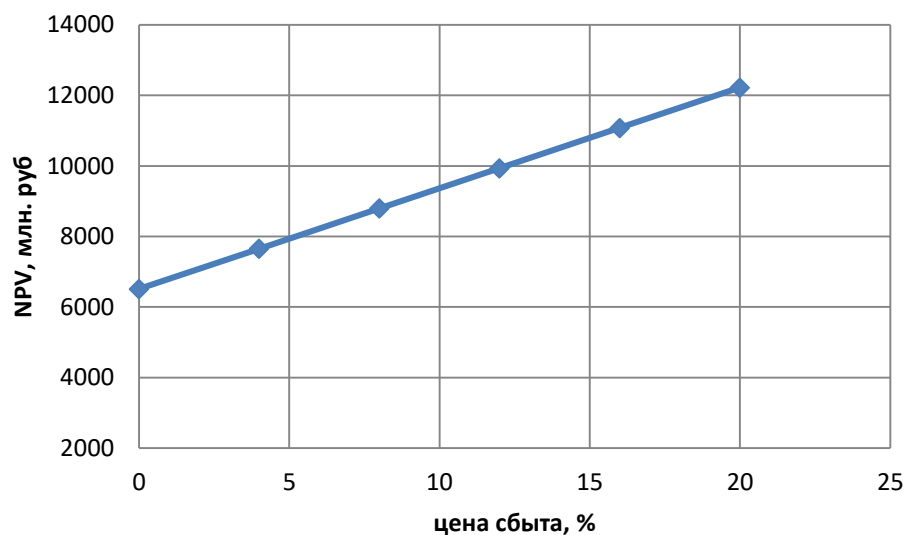


Рисунок 7.6 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта.

При увеличении цены сбыта увеличивается величина NPV.

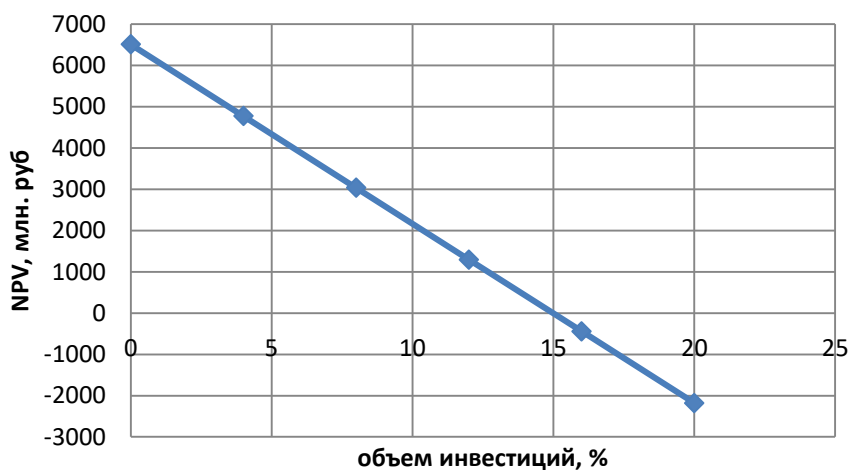


Рисунок 7.7 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

При увеличении объема инвестиций уменьшается величина NPV.

При проведении анализа чувствительности выяснили, что наибольший риск для проекта представляет: изменение ставки дисконтирования, изменение объёма инвестиций продукции, изменение цены сбыта, изменение налогов.

8 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Нижнекамской 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 Нижнекамской ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности 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. Для контроля состояния основных сооружений Нижнекамской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

8.2 Охрана труда

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 Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным

правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по 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 должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе с учетом требований пункта 5.14;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

8.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за

противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск

для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Нижнекамской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Нижнекамской гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру

трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

8.4 Охрана природы

8.4.1 Общие сведения о районе строительства

Нижнекамский гидроузел расположен в республике Татарстан на реке Кама, неподалеку от города Набережные Челны.

Река Кама берёт начало в центральной части Верхнекамской возвышенности из четырёх ключей у села Кулига, Кезский район Удмуртской Республики. Течёт в основном между возвышенностями Высокого Заволжья по широкой, местами сужающейся долине.

Нижнекамское водохранилище находится в зоне умеренно континентального климата. Сезонность выражена достаточно четко. Погода в летний период устанавливается теплая, средняя температура воздуха самого теплого месяца – июля $+20^{\circ}\text{C}$. Зимой преобладают температуры ниже нуля, средняя температура воздуха в январе -14°C . Облачность с туманами – обычное явление, которое сопровождается сильными штормовыми ветрами.

Протяженность реки – 1805 км. Скорость течения реки в период межени составляет 3 км/ч, а период половодья 5 км/ч. Питание реки преимущественно снеговое.

Время ледостава в верховьях Камы начинается в первых числах ноября, в низовьях – в конце ноября. В это время река питается только грунтовыми водами, поэтому ее водность в период зимней межени понижен. При замерзании образуется большое количество внутриводного льда. Река укрыта ледяным покровом не только зимние месяцы, но и частично в весенние. Ее вскрытие обычно происходит в последней декаде апреля. Ледоход занимает от 3 до 20 дней. Летняя межень на Каме начинается в июле и продолжается до сентября.

Основными источниками загрязнения реки Кама в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Берега реки сложены лессовидными суглинками, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, аммонийный азот, фенолы, соединения марганца, железа, меди, трудно окисляемые органические вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

В северо-восточной части Республики Татарстан пределах Восточного Закамья и Восточного Предкамья, в долине реки Кама находится Национальный парк Нижняя Кама, он был организован в 1991 году.

Площадь парка Нижняя Кама составляет 26601 га. Национальный парк располагается на границе нескольких природно-климатических подзон: луговых степей, широколиственных и широколиственно-еловых лесов. По этой причине природно-ландшафтные комплексы отличаются большим разнообразием.

Растительный мир парка Нижняя Кама, в соответствии с предварительными оценками, насчитывает около 600 видов сосудистых растений.

Основой местной флоры являются неморальные и бореальные виды, растения степей и лугов. В общей сложности на охраняемой территории насчитывается 89 исчезающих и редких видов растений: водяника черная, бессмертник песчаный, крестовник речной, ятрышник шлемоносный, пыльцеголовник красный, башмачок крупноцветковый и настоящий. В лесном фонде доминируют хвойные насаждения (66,4%), в том числе ельники (0,7%) и сосняки (65,4%).

Лиственница охватывает незначительные площади. Лиственные насаждения представлены березой (19%) и осиной (6%). Ценнейшие леса сконцентрированы в урочищах «Кзыл-Тау», «Танайка», «Малый бор», «Большой бор». Существенная часть лесов данных урочищ представляет собой памятники природы. Очень богат в отношении состава их травяной покров. Таежные виды составляют его основу.

На землях парка Нижняя Кама обитают позвоночные животные, типичные для этих мест. В Нижней Каме водятся как таежные (кедровка, бурундук, красная полевка), так и степные (удод, сизоворонка, степная пеструшка) виды птиц и млекопитающих. Также здесь встречается лось, косуля, ласка, белка, куница лесная, барсук, рысь, кабан. У водоемов обитает енотовидная собака, выдра, ондатра, бобр.

Не менее богата орнитофауна парка. На охраняемой территории можно увидеть черного аиста, балобана, сапсана, могильника, беркута, орлана-белохвоста, змеяда – все эти виды включены в Красную книгу Российской Федерации. На озерах и пойменных болтах распространены серый журавль, выпь, лебедь-шипун. К числу редки птиц принадлежат 22 вида: черноголовый хохотун, кедровка, ремез, пустельга обыкновенная, сова полярная, неясыть длиннохвостая, неясыть серая, филин и другие.

Рептилии представлены следующими видами: обыкновенная гадюка, прыткая ящерица, обыкновенный уж, веретеница. Для земноводных типичны чесночница и травяная лягушка. В парке встречаются два вида зеленых лягушек: прудовая и озерная.

Водные биологические ресурсы реки Кама на участке строительства Нижнекамской ГЭС представлены следующими видами: стерлядь, лещ, карась, сазан, сом, ерш и т.д.

8.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства. Воздействие на окружающую среду в период строительства: - создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения. - подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и очистка территории. - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства. - опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС. В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить очистку территории от остатков строений и мусора. Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности. При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения.

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты

8.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Для строительства гидротехнических сооружений общий объём выемки мягкого грунта составит 471868 м³, также при наполнении водохранилища будет затоплена площадь 9 га при объёме 25 км³, Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 97 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

8.4.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Нижнекамской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизельгенераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4. На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водного режима;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

8.4.5 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

6.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{4996290 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 224833 \text{ т} \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (4996290 м³)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$)

6.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{250 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 5 \text{ т}, \quad (8.2)$$

где N - количество арматуры, т (250 т)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$)

Таким образом в результате строительства будет образовано 224833 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 5 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на

захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

9 Микропроцессорные комплексы РЗА ГА, исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит

9.1 Микропроцессорные комплексы РЗА ГА

Около 15 лет назад в энергетике стало массово внедряться новое оборудование для защиты объектов энергоснабжения, использующее компьютерные технологии на базе процессоров. Его стали называть сокращенным термином МУРЗ — микропроцессорные устройства релейной защиты.

Они выполняют функции обыкновенных устройств РЗА на основе новой элементной базы — микроконтроллеров (микропроцессорных элементов).

На отечественном рынке МП РЗ представлена продукция множества фирм-производителей. Мировыми лидерами в производстве микропроцессорной защиты и автоматики являются европейские компании ALSTOM (AREVA), ABB и SIEMENS, ведущим отечественным производителем является НПП «ЭКРА».

Оптимальность выбора МП РЗ можно представить как минимизацию отношения затрат к их эффективности. К затратам, кроме стоимости самих устройств и программного обеспечения, следует отнести и расходы на сервисное обслуживание, обновление программного обеспечения, включая затраты на командирование специалистов фирмы-производителя, а также стоимость других сервисных услуг изготовителей.

Устройства релейной защиты, разработанные за рубежом, требуют русификации и, как правило, не ориентированы на российские технические требования. Необходимо досконально разобраться, как работает устройство, какая в нем заложена логика. Ситуацию осложняют разнообразие технических характеристик, отсутствие достаточной информации о применяемых алгоритмах обработки сигналов.

В основе всех разработок НПП «ЭКРА» заложена традиционная российская идеология построения систем релейной защиты. Она характеризуется, в частности, тем, что основная и резервная защиты основаны на различных принципах диагностики событий. Это позволяет значительно повысить надежность работы оборудования.

9.2 Исполнение

Состав защит комплекта определен правилами устройства электроустановок. Микропроцессорные электрические защиты генератора защищают всю электрическую схему генератора, включая цепи возбуждения.

Микропроцессорные защиты главного генератора Нижнекамской ГЭС состоят из двух комплектов защит типа ШЭ1111 (с терминалами защит серии ЭКРА 200) производства НПП «ЭКРА». Микропроцессорные защиты включают в себя защиты главного генератора (ГГ), а также трансформатора выпрямительного (ТВ) и отпаечного трансформатора агрегатных собственных

нужд (ТСН). Общий вид шкафа типа ШЭ1111 представлен на рисунке Д.1 приложения Д.

Наличие 2-х одинаковых комплектов защит, дублирующих друг друга, имеющих раздельное питание по оперативным цепям постоянного тока и раздельное подключение к измерительным трансформаторам тока и напряжения (ТТ и ТН) позволяет обеспечить аппаратное резервирование. В случае неисправности одного из комплектов МПЗ, допускается работа ГГ, ТВ и ТСН с одним комплектом защит до выяснения и устранения неисправности на выведенном комплекте МПЗ. Схема подключения систем защиты комплекса к измерительным трансформаторам тока и напряжения представлена на рисунке Д.2 приложения Д.

В комплекте предусмотрена возможность вывода из работы любой из систем защит при сохранении полной работоспособности оставшейся системы защит. Кроме того в шкафах защит предусмотрена возможность программного вывода из работы любой защиты.

Каждый комплект МП электрических защит генератора имеет:

- оперативные элементы местного контроля, управления и сигнализации со встроенным интерфейсом общения «человек-машина»;
- индикацию текущего состояния терминала;
- интерфейс, обеспечивающий подключение и связь с внешним персональным компьютером – ПК (порты Ethernet, RS232 и UBS) с целью ввода и вывода информации для дистанционного контроля и управления.

Шкаф защит имеет блочную конструкцию и модульное программное обеспечение. Необходимые для защиты объекта функции выбираются из библиотеки программ цифрового терминала с помощью персонального компьютера.

Программное обеспечение – ПО МП терминала обеспечивает:

- измерение текущих параметров присоединения;
- сигнализацию срабатывания каждой защиты и устройства автоматики;
- регистрацию дискретных сигналов и аналоговых параметров;
- осциллографирование аварийных и предаварийных процессов защищаемой электрической сети (токов, напряжений и дискретных сигналов);
- непрерывную проверку функционирования и самодиагностику;
- просмотр параметров настройки и задание логики работы и уставок защит и автоматики, факторов пуска осциллографа в диалоговом режиме со встроенного дисплея терминала, с переносного компьютера через порт RS232 или по сети SCADA с рабочих станций системы управления с защитой от несанкционированного доступа (в настоящее время не используется);
- сохранение всех параметров настройки в отдельном файле настройки, возможность экспорта / импорта файлов настройки, параметров настройки из файла / в файл в диалоговом режиме с обеспечением защиты от несанкционированного доступа;

- полную самодиагностику внутренних цепей с выдачей диагностического сигнала «готовность» или «нет готовности». Отсутствие готовности сопровождается выдачей предупредительного сигнала с одновременной расшифровкой причины неисправности.

Система защит каждого шкафа независима по цепям оперативного постоянного тока, входным и выходным цепям, цепям сигнализации и контроля.

Действие выходов защит системы на любое выходное реле этой же системы защит производится с помощью программируемой «матрицы».

9.3 Настройки

9.3.1 Настройка измерительных каналов

Настройка измерительных каналов необходима для правильного измерения текущих величин тока и напряжения, получаемых с ТТ и ТН.

Настройка измерительных каналов производится в следующей последовательности:

В файле конфигурации записываются единичные коэффициенты для всех каналов АЦП.

В настраиваемую аналоговую цепь подается от устройства РЕТОМ номинальная величина: в цепи тока – симметричный трехфазный ток величиной 1 А, в цепь напряжения звезды – трехфазное напряжение 57,74 В. Для настройки канала U_0 подается напряжение разомкнутого треугольника (Унк), равное 60 В для исполнения датчика на 100 В.

При поданной входной номинальной величине при помощи программы «Монитор» (пункт меню - АЦП) определяется ток (в амперах) и напряжение (в вольтах) на входе каналов АЦП, подключенного к проверяемой цепи.

Вычисляется коэффициент канала АЦП по формуле: $K_{\text{АЦП}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{ИЗМ}}}$,

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение напряжения на входе канала АЦП;

$U_{\text{ИЗМ}}$ – напряжение на входе АЦП, измеренное при помощи программы «Монитор».

В файле конфигурации записывается расчетное значение коэффициента настраиваемого канала АЦП.

При поданной входной номинальной величине при помощи программы «Монитор» (раздел «Измерения/цепи») сравниваются действующие значения входной (по прибору) и измеренной величин. Отличие не должно превышать 1%. При большем отклонении измеренной величины от входной необходимо повторить настройку.

Все каналы АЦП настраиваются последовательно.

9.3.2 Настройка шкафа на заданные уставки

Настройка каждой защиты производится в соответствии с рекомендациями

инструкции по наладке и регулированию конкретной защиты.

Настройка (запись) уставок защит шкафа производится в файле конфигурации (для каждой защиты в отдельном разделе, имеющем наименование защиты).

При отсутствии уставок, заданных Заказчиком, записываются типовые уставки.

В случае изменения некоторых уставок защит имеется возможность их перезаписи через встроенную клавиатуру и индикатор по методике руководства по эксплуатации терминала защит.

Настройка (запись) уставок выдержек времени производится в файле конфигурации (в разделе “DT”).

При этом номер выдержки времени соответствует её номеру на функциональной схеме.

В случае изменения некоторых уставок выдержек времени, имеется возможность их перезаписи через встроенную клавиатуру и индикатор по методике руководства по эксплуатации терминала защит.

Настройка матрицы отключения и сигнализации производится в файле конфигурации (в разделе “IMOS”) согласно функциональной схеме шкафа. При этом для каждого сигнала таблицы входов шкафа устанавливается бит действия на регистратор (R), осциллограф (O) и пуск осциллографа (P), а также действие его на блок выходов и сигнализации. При этом для каждого блока выходов (ЭО2080) или сигнализации (ЭС211) записывается 8-ми разрядный код, каждый разряд которого описывает состояние четырех светодиодов блока по 16-тиричной системе.

При необходимости, можно изменить матрицы отключения и сигнализации при помощи встроенной клавиатуры и индикатора по методике руководства по эксплуатации терминала защит.

9.4 Уточненные расчеты отдельных защит

В пункте 5.4 представлено описание и расчет:

- Продольной дифференциальной защиты;
- Защиты от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защиты от повышения напряжения;
- Защиты от несимметричных перегрузок;
- Защиты от симметричных перегрузок;
- Дистанционной защиты;
- Защиты ротора от перегрузок.

9.4.1 Максимальная токовая защита ГГ

Максимальные токовые защиты являются относительно-селективными защитами и используются в качестве резервных защит.

При увеличении тока статора ГГ до $I \geq 1,05 \cdot I_{\text{ном}}$ с выдержкой времени $t = 9$ секунд проходит предупредительный сигнал, и запускается защита от

симметричной перегрузки I_1 , имеющая выдержку времени, обратно зависящую от величины тока .

Увеличение тока статора ГГ до $I = 1,2 \cdot I_{\text{ном}}$ свидетельствует о коротком замыкании в прилегающей сети; при этом срабатывает максимальная токовая защита с блокировкой по напряжению $I_T > (U <)$, имеющей уставку $U = 0,6 \cdot U_{\text{ном}}$ на выводах генератора.

Максимальная токовая защита ГГ с выдержкой времени $t = 6$ секунд действует на отключение выключателя генератора и АГП.

Срабатывание защиты сигнализируется светодиодами в блоках на лицевой панели терминала.

9.4.2 Максимальная токовая защита ТВ

При увеличении тока через выпрямительный трансформатор ТВ до значения $I_{\text{вт}} = (1,246 \div 1,33) \cdot I_{\text{ном}}$ срабатывает защита от перегрузки ТВ $I_{\text{ТВ}}$, которая с выдержкой времени $t = 9$ секунд действует на сигнал.

При дальнейшем увеличении тока через ТВ до $I = (3,359 \div 3,514) \cdot I_{\text{ном}}$ в действие приходит максимальная токовая защита выпрямительного трансформатора $I > \text{ТВ}$. Эта защита с выдержкой времени $t = 0,4$ секунды действует на отключение выключателя генератора и на отключение АГП.

При увеличении тока через трансформатор возбуждения ТВ до значения $I_{\text{вт}} = 17,74 \cdot I_{\text{ном}}$ срабатывает защита $I \gg \text{ВТ}$, которая без выдержки времени действует на отключение выключателя генератора, отключение АГП и развозбуждение СТС (система тиристорного самовозбуждения).

Срабатывание защиты сигнализируется светодиодами в блоках на лицевой панели терминала.

9.4.3 Защита от потери возбуждения

При потере возбуждения генератора перегреваются крайние пакеты железа статора и возникают опасные условия, связанные с потерей устойчивости и выпадением из синхронизма. Для исключения такого режима в комплекте микропроцессорных защит выполнена защита от потери возбуждения $I_p < \text{ГГ}$, которая выполнена на основе органа сопротивления и подключена к измерительным трансформаторам, установленным на шинах 13,8 кВ, на междуфазное напряжение и соответствующую разность фазных токов.

При токе статора ГГ $I_1 \geq 1,1 \cdot I_{\text{ном}}$ и токе ротора $I_p < 0,1 \cdot I_{\text{рот}}$ с выдержкой времени $t = 0,5$ секунды.

Защита срабатывает и действует на отключение выключателя генератора и на гашение поля. Срабатывание защиты сигнализируется светодиодами в блоках на лицевой панели терминала.

9.4.4 Защита от асинхронного режима

Для исключения асинхронного режима генератора выполнена специальная защита Φ_U , принцип действия которой основан на сравнении угла между линейным напряжением на выводах генератора и напряжением углоизмерительного генератора.

При достижении угла 90° между этими напряжениями защита с выдержкой времени $t = 5$ секунд действует на сигнал, а при достижении угла 180° на отключение выключателя и гашение поля. Защита от асинхронного режима вводится в работу при включении генератора в сеть. Срабатывание защиты сигнализируется светодиодами в блоках на лицевой панели терминала.

При изменении любого из напряжений, на выводах генератора или на УИГ, ниже 50 В работа фазосравнивающего органа блокируется.

9.4.5 Защита от замыкания на землю в цепях возбуждения

Для защиты гальванически не связанных с землей цепей возбуждения генератора от замыкания на землю в одной точке служит защита ротора от замыкания на землю в цепях возбуждения $Re<$. Принцип действия защиты основан на подаче наложенного напряжения частотой $f = 16,7$ Гц через специальный блок разделительного частотного фильтра на обмотку возбуждения генератора. Защита имеет две независимые ступени срабатывания по сопротивлению изоляции.

Комплект защиты от замыкания на землю ротора ГГ охватывает: ротор ГГ, преобразователь СТС, вторичную сторону трансформатора возбуждения ТВ и соответствующие ошиновки. При снижении сопротивления изоляции до $z = 50$ кОм с выдержкой времени $t = 9$ секунд срабатывает предупредительная сигнализация, а при снижении сопротивления изоляции до $z = 10$ кОм с выдержкой времени $t = 10$ секунд производится отключение выключателя генератора, отключение АГП и останов агрегата. Защита реагирует на нарушение (обрыв) контакта релейной щётки при ёмкости ротора относительно земли не менее 0,2 мкФ и обеспечивает сигнализацию неисправности.

Совместно генераторы наложенного напряжения от разных шкафов работать не могут, поэтому защита $Re<$ должна быть введена только на одном шкафу защит агрегата.

Срабатывание защиты сигнализируется светодиодами в блоках на лицевой панели терминала.

9.4.6 Контроль исправности цепей напряжения электрических защит

Для исключения ложного срабатывания микропроцессорных электрических защит в шкафу производится контроль исправности цепей напряжения. Для этой цели комплект защит оснащён устройством контроля исправности цепей напряжения – КИН, которое подключено ко вторичным обмоткам измерительного трансформатора напряжения, соединённым в

«звезду» и в «треугольник». При этом в нормальном режиме магнитодвижущие силы от токов, пропорциональных этим двум напряжениям взаимно уравновешены.

Устройство КИН не работает в нормальных симметричных режимах и при внешних несимметричных КЗ, но реагирует на обрыв одной, двух или трёх фаз, а также нулевого провода в цепях напряжения, соединённых в «звезду».

При снижении напряжения до $U < 0,5 \cdot U_{\text{ном}}$, обрыве фаз, изменении чередования фаз срабатывает предупредительная сигнализация с выдержкой времени $t = 2$ секунды.

Срабатывание защиты сигнализируется светодиодами на лицевой панели терминала.

9.4.7 Защита от снижения частоты генератора

Защита от изменения частоты генератора содержит следующие функциональные органы:

- орган частоты, срабатывающий при снижении частоты $F <$;
- орган максимального напряжения $U >$, контролирующий наличие входного напряжения и вводящий в действие защиту.
- При снижении частоты генератора $f < 43$ Гц защита срабатывает и действует на отключение выключателя генератора и на отключение АГП.

Защита не срабатывает при снятии и подаче напряжения контролируемой сети плавно или толчком. Срабатывание защиты сигнализируется светодиодами на лицевой панели терминала.

9.4.8 Устройство резервирования отказа выключателя

При срабатывании защит генератора на его отключение и отказе генераторного выключателя срабатывает устройство резервирования отказа выключателя – УРОВ, действующее с выдержкой времени $t = 0,4$ секунды на отключение вышестоящего выключателя.

При этом контроль тока в цепи генераторного выключателя осуществляется посредством трёхфазного токового органа, имеющего уставку $I_{\text{сраб.}} = 0,1 \cdot I_{\text{ном}}$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения дипломного проекта были рассчитаны и определены основные элементы Нижнекамского гидроузла на реке Кама, являющимся сооружением I класса.

На основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев:

- основного (при обеспеченности 0,1%) $Q_{0,1\%} = 22020 \text{ м}^3/\text{с}$;
- поверочного (при обеспеченности 0,01%) $Q_{0,01\%} = 24682 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность $N_{\text{уст}} = 590 \text{ МВт}$ и среднегогодовая выработка $\mathcal{E}_{\text{ср.мнг}} = 2,8 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$.

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

$$\begin{aligned}H_{\min} &= 16,8 \text{ м}; \\H_{\text{расч}} &= 19,8 \text{ м}; \\H_{\max} &= 27 \text{ м}.\end{aligned}$$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет $3309 \text{ м}^3/\text{с}$.

При выборе турбины рассматривалось два варианта ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. По результатам расчетов был определён оптимальный вариант с шестью гидротурбинами ПЛ30а-В-900.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 62,5 об/мин подобран гидрогенератор СВ-1500/170-96 с номинальной активной мощностью 100 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (3 укрупненных блока и 6 отходящих воздушных линий) ОРУ 220 кВ «с двумя рабочими и обходной системой шин». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочный трансформатор ТДЦ-250000/220-У1;
- трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ-1600/13,8;
- для ВЛЭП – сталеалюминевые провода АС-240/32.

В качестве генераторного комплекса был принят КАГ – 20.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая. Водосливная плотина бетонной.

В состав сооружения входят:

- левобережная глухая плотина – 121 м;

- стационарная часть плотины – 220,5 м;
- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 564 м;
- водосбросная бетонная плотина с глубинным водосливом – 81 м;
- правобережная глухая плотина – 2508,5 м;

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 31,6 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 34,4 м;
- число водосливных отверстий – 24;
- ширина водосливных отверстий – 24 м;
- отметка гребня – 73,9 м;
- ширина гребня – 12 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяются водобойные стенки.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надёжности сооружения составляет 1,27 для сочетания нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Нижнекамского гидроузла отвечает требованиям надёжности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 6 лет;
- себестоимость – 0,13 руб./кВт.

Таким образом, строительство Нижнекамского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СРЕДНЕЙ ВОЛГИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
9. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
10. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
11. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
13. 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.
14. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>

15. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
17. 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.
18. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
19. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
20. 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.
21. 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.
22. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
23. 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.
24. 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.
25. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
26. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
27. 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.
28. 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

Водно – энергетические расчеты

Таблица А.1 – Гидрологический ряд для реки Кама

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1932	983	868	765	6706	8971	4854	1543	1511	1286	2103	2354	1478	2785
1933	1127	1040	872	6710	7110	4888	1938	1943	1648	2479	2820	1517	2841
1934	1015	961	993	5010	12664	6832	1487	1438	1712	2190	1919	1555	3148
1935	927	770	679	4597	11160	2968	1675	1789	1531	1972	1802	1241	2593
1936	987	784	652	3514	14419	4600	1468	1558	1012	1904	1583	1457	2828
1937	1152	1102	991	4983	9998	5465	2529	2131	1705	2254	1960	1620	2991
1938	1055	859	761	11447	8700	3778	1799	2055	1641	2719	2381	1592	3232
1939	1071	1165	1063	10702	15479	6409	2421	2068	1969	2592	2594	2096	4136
1940	816	606	512	6417	13147	3357	2058	1659	1345	1702	1766	1208	2883
1941	1127	988	984	5218	10804	3597	1720	1435	1539	2084	1800	1722	2751
1942	1095	961	837	4511	15991	5848	2146	2098	1625	2083	2050	1399	3387
1943	866	741	636	6758	10743	3785	1943	1720	1270	1830	1570	1349	2768
1944	775	645	626	5170	10050	2979	1214	1119	1115	1513	1147	1185	2295
1945	958	660	580	9075	11285	3600	1525	1783	1610	2083	1386	1413	2996
1946	992	815	701	4681	8598	3170	1132	1234	1115	1572	1441	1561	2251
1947	1005	830	686	10385	9986	3754	1726	1820	1989	2412	1765	1331	3141
1948	970	895	857	5662	13036	2796	1336	1655	1801	1984	1395	1597	2832
1949	1238	1095	1040	10369	15727	7149	2599	2227	1985	2675	2512	1807	4202
1950	1099	1114	953	4123	11828	3165	1762	1766	1707	2029	1720	1508	2731
1951	1020	892	755	3943	13769	4105	1399	1299	1673	2031	1446	1448	2815
1952	975	917	781	4334	15827	3795	1401	1629	1482	1782	1562	1258	2979
1953	1261	1228	981	8169	12445	7414	2570	2034	1651	2459	1710	1866	3649
1954	972	729	648	3371	12833	3425	1534	1604	1226	1550	1105	1356	2529
1955	872	624	578	4188	7963	4070	2058	1898	1546	1864	1966	1203	2402
1956	920	752	609	4399	12996	7097	1742	1546	1501	2396	1649	1147	3063
1957	1357	697	486	4124	11528	3626	1546	1384	1619	2066	1649	1199	2607
1958	993	848	692	4324	9492	3927	1198	1387	1653	2014	1690	1359	2465
1959	815	702	634	4919	11644	4338	1656	1492	1139	1502	1093	1400	2611
1960	1030	884	861	5059	11630	4889	1821	1342	1366	1677	1062	1592	2768
1961	1093	1120	956	9729	11867	6820	1863	2110	1949	1903	1184	1478	3506
1962	1085	1049	1073	7061	12634	4263	1794	1579	1543	2053	1862	1563	3130
1963	1572	1148	1074	5185	14524	3430	1705	1406	1114	1664	1536	1822	3015
1964	1126	928	617	3931	5540	3741	1296	1230	1168	1643	1398	1343	1997
1965	1338	1347	1312	7556	6510	2598	1235	1253	1402	1560	1283	1621	2418
1966	1232	1028	1030	5642	14676	3261	2153	1349	1557	1916	1945	1590	3115
1967	1059	881	1239	9018	16169	6832	2034	2066	1295	1618	1279	1690	3765
1968	1381	1015	1123	9658	13526	3269	1770	2074	1444	1730	1289	1831	3343
1969	897	722	676	7009	10958	6197	1224	1391	1265	1512	791	1508	2846
1970	1262	452	229	8309	15254	4672	1172	1302	1243	1671	1804	1428	3233
1971	1105	1066	1138	7890	13839	6850	1712	1756	1300	1917	1462	1461	3458
1972	1086	1024	976	11035	16227	5826	2674	2000	1344	1912	2584	1373	4005
1973	809	758	921	5516	11061	3819	1982	1481	1264	1464	1063	1125	2605
1974	516	524	500	10331	13898	5807	1843	1621	1354	1717	1846	1358	3443
1975	797	1149	795	7743	11603	7255	1176	1081	1101	1672	1800	1482	3138
1976	1121	815	714	5872	13974	4525	1518	1353	1350	1743	1792	1754	3044
1977	857	524	475	7362	10396	2959	1451	1616	995	1308	1433	1521	2575
1978	879	410	262	5473	12747	5509	1505	1365	1179	1532	2714	2127	2975
1979	521	755	619	4171	5910	3802	1099	1493	800	754	1727	1215	1905
1980	1215	1138	937	6246	15084	3225	1703	816	935	1359	2441	894	2999
1981	1095	1048	1125	11695	13295	3951	1341	2083	1148	1504	2512	1953	3562
Ср.	1030	881	800	6586	11990	4566	1704	1621	1424	1873	1733	1492	2975

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

№ строк	P%	Годы	Qср. год	Годы	Qср.пол.	Годы	Qср.меж.
1	2	1949	4202	1949	11082	1949	1909
2	4	1939	4136	1972	11029	1939	1893
3	6	1972	4005	1939	10863	1953	1751
4	8	1967	3765	1967	10673	1937	1716
5	10	1953	3649	1974	10012	1933	1709
6	12	1981	3562	1981	9647	1972	1664
7	14	1961	3506	1971	9526	1938	1651
8	16	1971	3458	1961	9472	1942	1588
9	18	1974	3443	1970	9412	1981	1534
10	20	1942	3387	1953	9343	1966	1533
11	22	1968	3343	1975	8867	1950	1518
12	24	1970	3233	1968	8818	1968	1517
13	25	1938	3232	1942	8783	1961	1517
14	27	1934	3148	1980	8185	1962	1511
15	29	1947	3141	1934	8169	1947	1507
16	31	1975	3138	1956	8164	1941	1489
17	33	1962	3130	1976	8124	1934	1474
18	35	1966	3115	1969	8055	1967	1462
19	37	1956	3063	1947	8042	1963	1449
20	39	1976	3044	1945	7987	1971	1435
21	41	1963	3015	1962	7986	1932	1432
22	43	1980	2999	1952	7985	1955	1401
23	45	1945	2996	1938	7975	1948	1388
24	47	1937	2991	1978	7910	1935	1376
25	49	1952	2979	1966	7860	1965	1372
26	51	1978	2975	1963	7713	1956	1362
27	53	1940	2883	1940	7640	1976	1351
28	55	1969	2846	1936	7511	1957	1334
29	57	1933	2841	1951	7272	1945	1333
30	59	1948	2832	1960	7193	1978	1330
31	61	1936	2828	1948	7165	1951	1329
32	63	1951	2815	1943	7095	1943	1325
33	65	1932	2785	1959	6967	1958	1315
34	67	1943	2768	1977	6906	1952	1310
35	69	1960	2768	1932	6844	1940	1297
36	71	1941	2751	1937	6815	1960	1293
37	73	1950	2731	1973	6799	1980	1271
38	75	1959	2611	1954	6543	1936	1267
39	76	1957	2607	1941	6540	1974	1253
40	78	1973	2605	1957	6426	1975	1228
41	80	1935	2593	1950	6372	1973	1207
42	82	1977	2575	1935	6242	1964	1194
43	84	1954	2529	1933	6236	1954	1192
44	86	1958	2465	1944	6066	1946	1174
45	88	1965	2418	1958	5914	1970	1174
46	90	1955	2402	1965	5555	1959	1159
47	92	1944	2295	1946	5483	1977	1131
48	94	1946	2251	1955	5407	1969	1110
49	96	1964	1997	1979	4628	1944	1038
50	98	1979	1905	1964	4404	1979	998

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (1 итерация)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Месяц	Расходы							Объемы в-ща			Отметки ВБ			$Z_{НБ},$ м	$H_{ГЭС},$ м	$N_{ГЭС},$ МВт	$N_{Гар},$ МВт
	$Q_{пол.быт.},$ м ³ /с	$Q_{ф},$ м ³ /с	$Q_{в-ща},$ м ³ /с	$Q_{х.сб.},$ м ³ /с	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Q_{ВХК},$ м ³ /с	$V_{Н},$ м ³	$\Delta V,$ м ³	$V_{К},$ м ³	$Z_{Н},$ м	$Z_{К},$ м	$Z_{ср},$ м				
9	1176	1	173	0	1349	1350	1350	25,00	0,45	24,55	68,00	67,91	67,95	45,08	22,68	275	по ВХК
10	718	1	631	0	1349	1350	1350	24,55	1,64	22,92	67,91	67,49	67,70	45,08	22,42	272	по ВХК
11	496	1	353	0	849	850	850	22,92	0,91	22,00	67,49	67,21	67,35	43,35	23,80	182	по ВХК
12	363	1	578	0	941	942	850	22,00	1,50	20,50	67,21	66,69	66,95	43,70	23,05	195	195
1	487	1	479	0	966	967	850	20,50	1,24	19,26	66,69	66,21	66,45	43,79	22,46	195	195
2	539	1	310	0	849	850	850	19,26	0,80	18,46	66,21	65,87	66,04	43,35	22,49	172	по ВХК
3	736	1	113	0	849	850	850	18,46	0,29	18,17	65,87	65,74	65,81	43,35	22,26	170	по ВХК
4	2876	1	-1527	0	1349	1350	1350	18,17	-3,96	22,12	65,74	67,25	66,50	45,08	21,22	257	по ВХК
5	3787	1	-2438	0	1349	1350	1350	22,12	-6,32	28,44	67,25	68,58	67,92	45,08	22,64	275	по ВХК
6	2513	1	-1164	0	1349	1350	1350	28,44	-3,02	31,46	68,58	69,37	68,97	45,08	23,70	287	по ВХК
7	1969	1	-620	0	1349	1350	1350	31,46	-1,61	33,07	69,37	70,36	69,87	45,08	24,59	298	по ВХК
8	1349	1	0	0	1349	1350	1350	33,07	0,00	33,07	70,36	70,36	70,36	45,08	25,09	304	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.4– Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (2 итерация)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Месяц	$Q_{\text{пол.быт.}}$ М ³ /с	$Q_{\text{ф}}$ М ³ /с	$Q_{\text{в-ща}}$ М ³ /с	$Q_{\text{х.сб.}}$ М ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}}$ М ³ /с	$Q_{\text{НБ}}$ М ³ /с	$Q_{\text{ВХК}}$ М ³ /с	$V_{\text{Н}}$ М ³	ΔV М ³	$V_{\text{К}}$ М ³	$Z_{\text{Н}}$ М	$Z_{\text{К}}$ М	$Z_{\text{ср}}$ М	$Z_{\text{НБ}}$ М	$H_{\text{ГЭС}}$ М	$N_{\text{ГЭС}}$ МВт	$N_{\text{Гар}}$ МВт
9	1176	1	173	0	1349	1350	1350	25,00	0,45	24,55	68,00	67,91	67,95	45,08	22,68	275	ПО ВХК
10	718	1	631	0	1349	1350	1350	24,55	1,64	22,92	67,91	67,49	67,70	45,08	22,42	272	ПО ВХК
11	496	1	664	0	1160	1161	850	22,92	1,72	21,20	67,49	66,94	67,22	44,47	22,54	235	235
12	363	1	1486	0	1849	1850	850	21,20	3,85	17,35	66,94	65,38	66,16	46,41	19,56	325	325
1	487	1	1620	0	2107	2108	850	17,35	4,20	13,15	65,38	63,25	64,32	46,96	17,16	325	325
2	539	1	1062	0	1601	1602	850	13,15	2,75	10,39	63,25	61,38	62,32	45,79	16,32	235	235
3	736	1	113	0	849	850	850	10,39	0,29	10,10	61,38	61,14	61,26	43,35	17,71	135	ПО ВХК
4	2876	1	-1527	0	1349	1350	1350	10,10	-3,96	14,06	61,14	63,76	62,45	45,08	17,18	208	ПО ВХК
5	3787	1	-2438	0	1349	1350	1350	14,06	-6,32	20,38	63,76	66,64	65,20	45,08	19,93	242	ПО ВХК
6	2513	1	-1164	0	1349	1350	1350	20,38	-3,02	23,39	66,64	67,62	67,13	45,08	21,86	265	ПО ВХК
7	1969	1	-620	0	1349	1350	1350	23,39	-1,61	25,00	67,62	68,00	67,81	45,08	22,54	273	ПО ВХК
8	1349	1	0	0	1349	1350	1350	25,00	0,00	25,00	68,00	68,00	68,00	45,08	22,73	276	ПО ВХК

Продолжение приложения А

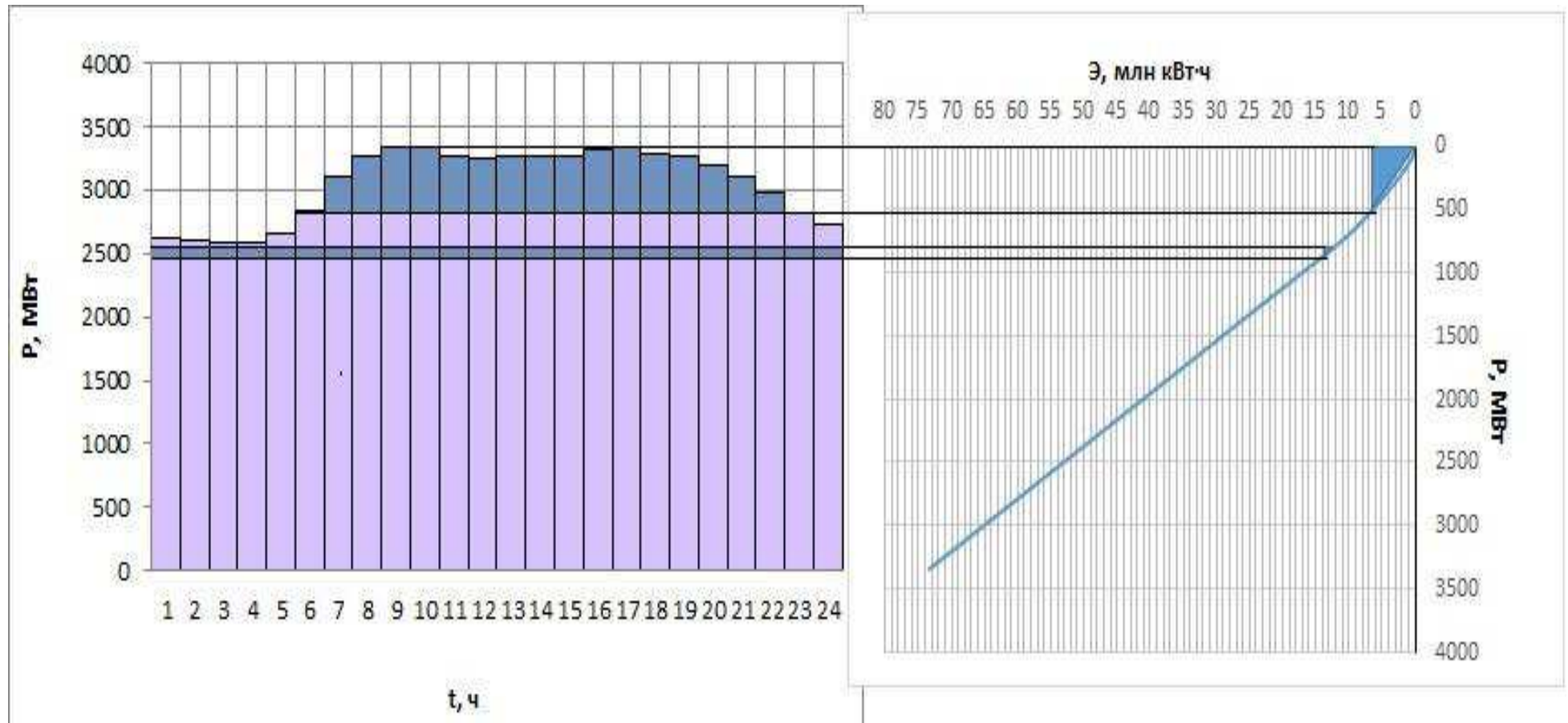


Рисунок А.1 – ИКН зимних суток

Продолжение приложения А

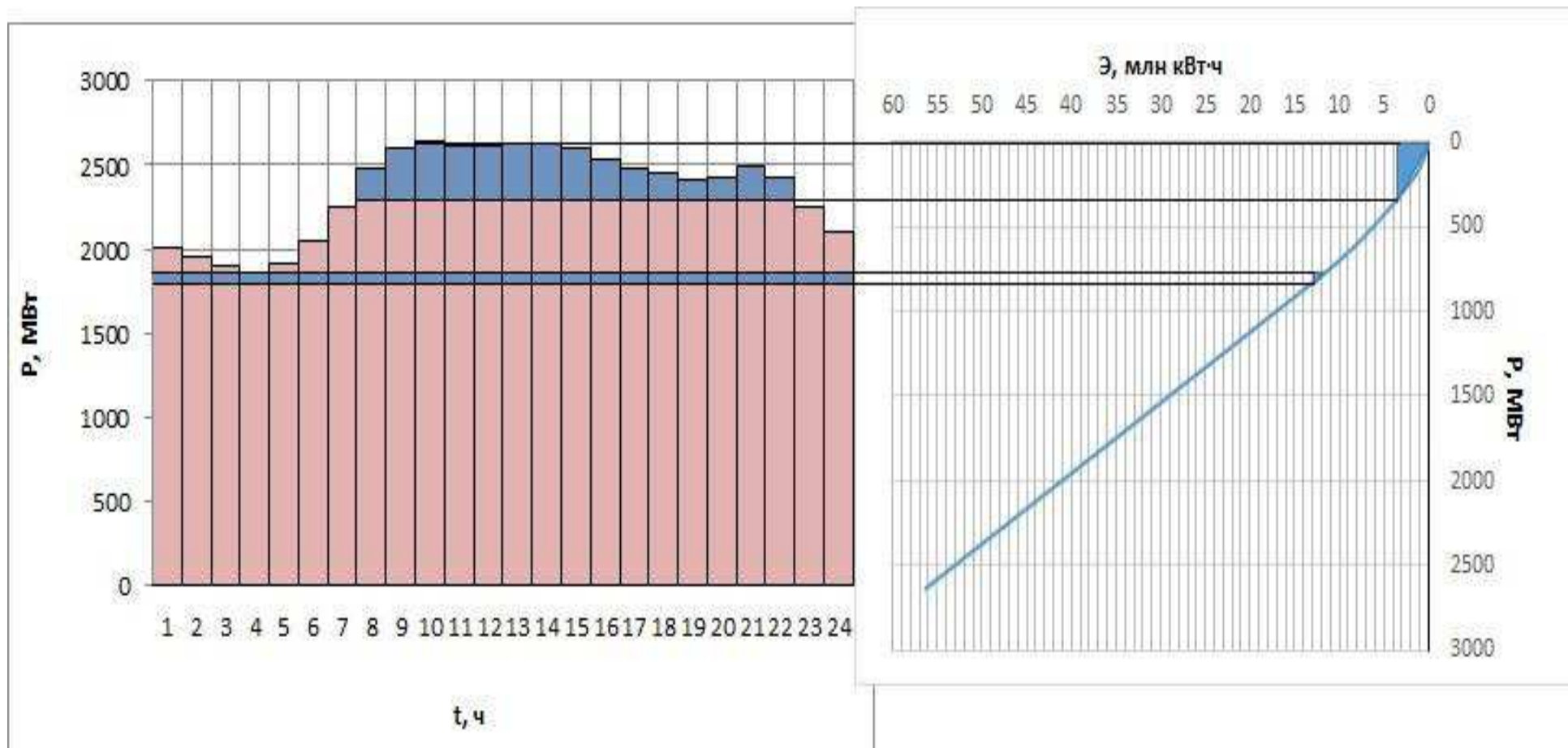


Рисунок А.2 – ИКН летних суток

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Месяц	Расходы							Объемы в-ща			Отметки ВБ			$Z_{НБ},$ м	$H_{ГЭС},$ м	$N_{ГЭС},$ МВт	$N_{Гар},$ МВт	$\mathcal{E}_{сут},$ млн. кВт·ч
	$Q_{пол.быт.},$ м ³ /с	$Q_{ф},$ м ³ /с	$Q_{в-ща},$ м ³ /с	$Q_{х.сб.},$ м ³ /с	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Q_{ВХК},$ м ³ /с	$V_{Н},$ м ³	$\Delta V,$ м ³	$V_{К},$ м ³	$Z_{Н},$ м	$Z_{К},$ м	$Z_{ср},$ м					
9	1645	1	220	0	1865	1866	1350	25,00	0,57	24,43	68,00	67,88	67,94	46,44	21,30	357	по ВХК	8,57
10	820	1	529	0	1349	1350	1350	24,43	1,37	23,06	67,88	67,53	67,71	45,08	22,43	272	по ВХК	6,53
11	579	1	575	0	1154	1155	850	23,06	1,49	21,57	67,53	67,07	67,30	44,45	22,65	235	235	5,64
12	959	1	831	0	1790	1791	850	21,57	2,15	19,41	67,07	66,27	66,67	46,27	20,20	325	325	7,80
1	856	1	1054	0	1910	1911	850	19,41	2,73	16,68	66,27	65,08	65,67	46,55	18,93	325	325	7,80
2	804	1	538	0	1342	1343	850	16,68	1,39	15,29	65,08	64,40	64,74	45,06	19,49	235	235	5,64
3	1242	1	2000	0	3242	3243	850	15,29	5,18	10,10	64,40	61,14	62,77	48,65	13,92	406	по ВХК	9,74
4	3221	1	-1527	0	1694	1695	1350	10,10	-3,96	14,06	61,14	63,77	62,46	46,03	16,22	247	по ВХК	5,93
5	4113	1	-2438	0	1675	1676	1350	14,06	-6,32	20,38	63,77	66,64	65,21	45,98	19,02	286	по ВХК	6,87
6	3147	1	-1164	0	1983	1984	1350	20,38	-3,02	23,40	66,64	67,63	67,14	46,70	20,23	361	по ВХК	8,66
7	3251	1	-600	0	2651	2652	1350	23,40	-1,56	24,95	67,63	67,99	67,81	47,90	19,71	470	по ВХК	11,28
8	1666	1	-18	0	1648	1649	1350	24,95	-0,05	25,00	67,99	68,00	68,00	45,91	21,88	324	по ВХК	7,78

По данным расчёта получили среднемноголетнюю выработку: $\sum \mathcal{E} = 2,8$ млрд. кВт · ч.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

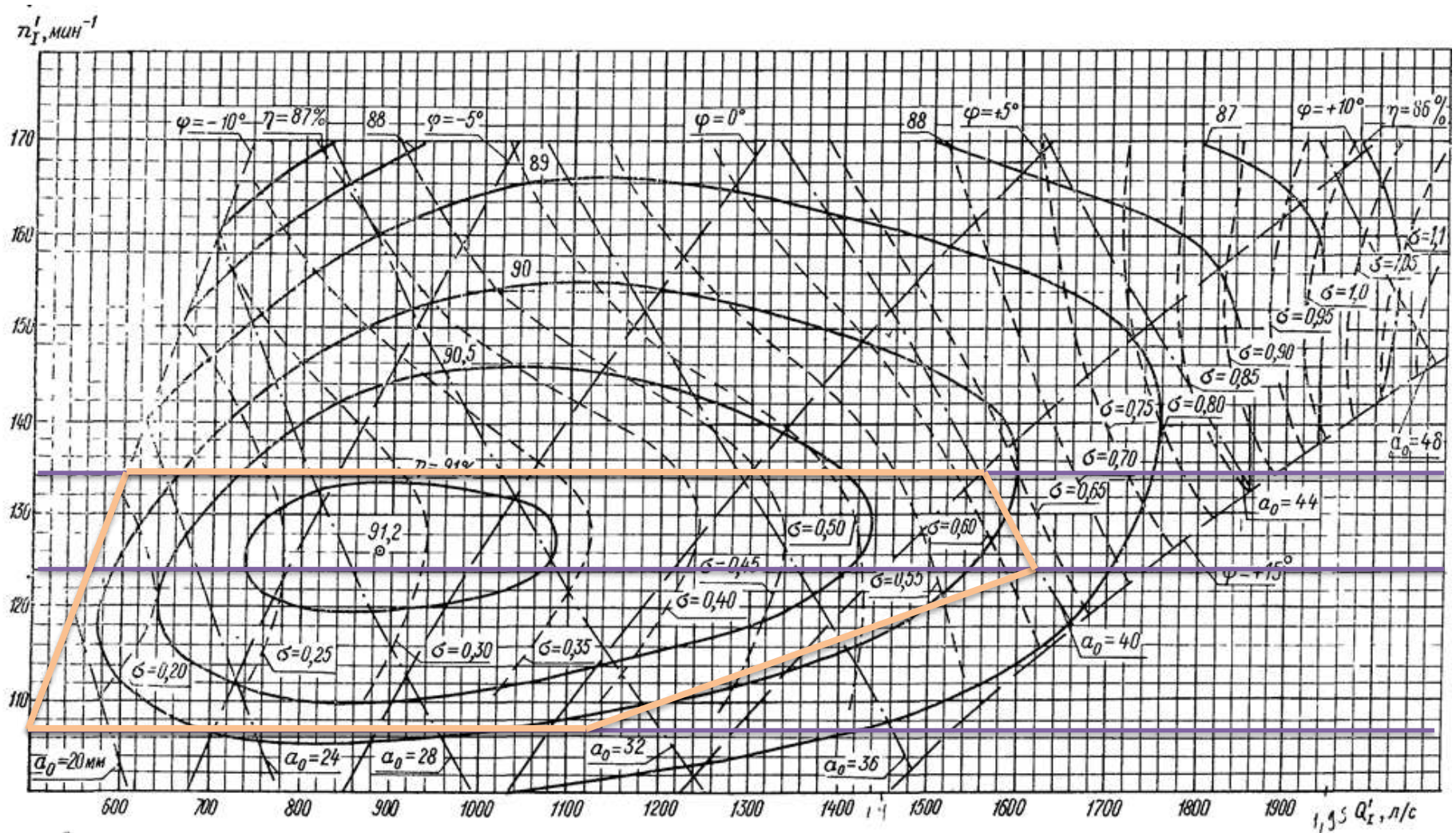


Рисунок Б.1 - Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ30/800-В-46

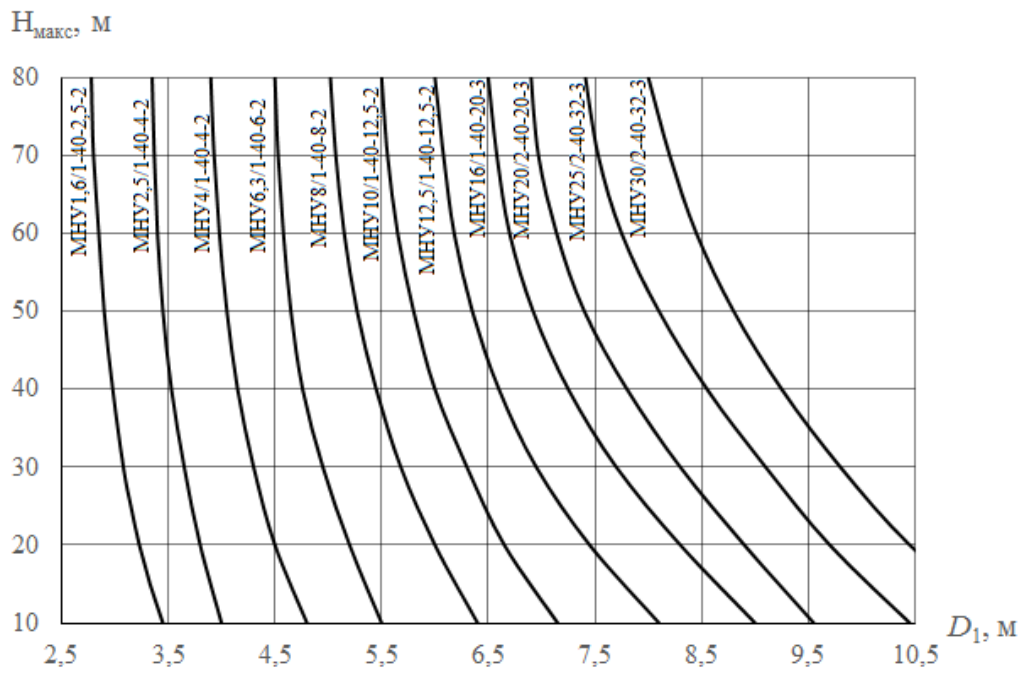


Рисунок Б.2 – Номограмма выбора МНУ ПЛ-турбин

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие								
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+					
ЗЗГ	U_0	t_1							+	
		t_2						+		
		t_3	+	+	+					
	U_{03}	+	+	+						
ЗПН	$U >$	1 ступень	t_1	+	+					
		2 ступень	t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	t_1						+	
			t_2					+		
	t_3	+	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t_1						+	
			t_2					+		
	t_3	+	+							
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+		
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1						+	
			t_2					+		
	t_3	+	+							
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО							+	
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

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, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,46 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,38 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	1,2	-	
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	$I_{2СИГН}$	$0,08 \cdot I_H$	0,39 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,23 \cdot I_H$	1,13 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,26 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,41 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	7,53 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,09	0,44 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	1,72 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,26 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,38 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,25 \cdot I_{НОМ.P}$	8,96 А

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Компоновка и сооружения гидроузла

Рисунок Г.1 – Схема к фильтрационному расчету подземного контура методом удлиненной контурной линии

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

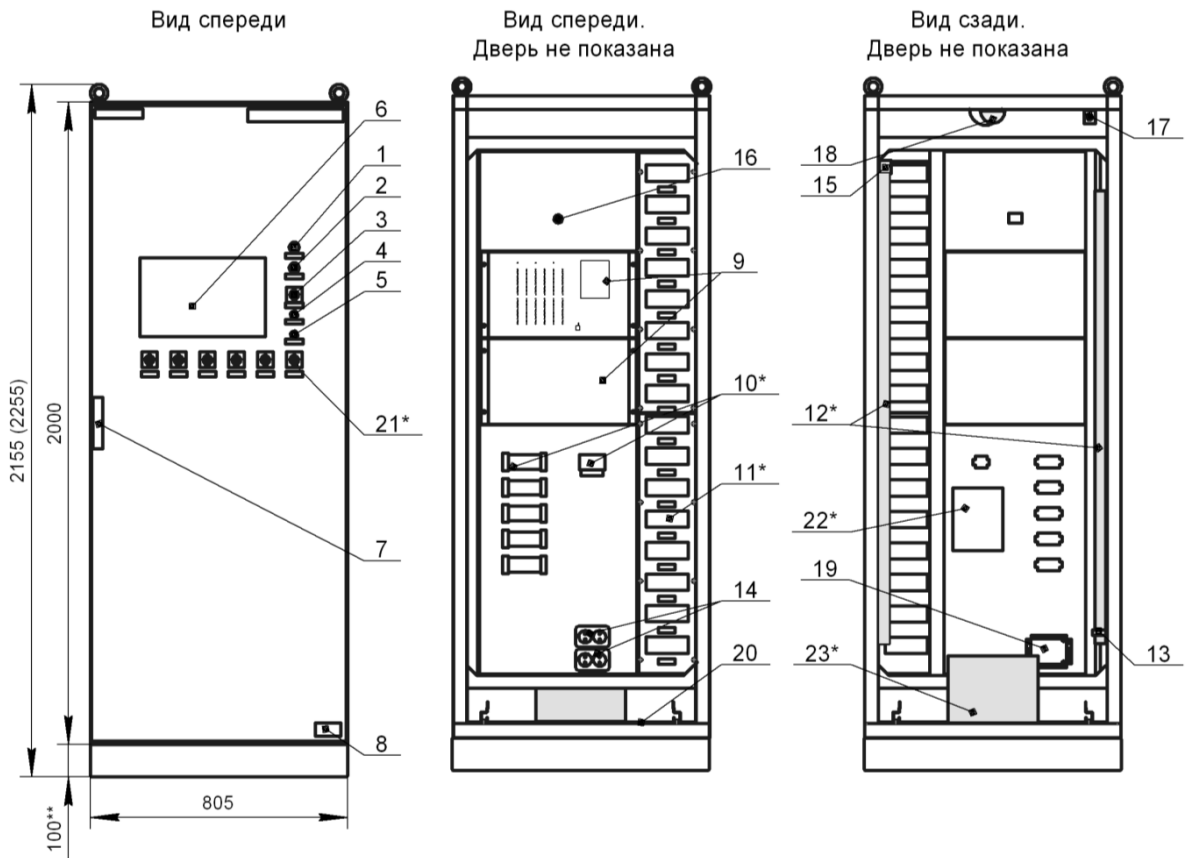
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

Таблица Д.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96-ФЗ от 4 Мая 1999 года.	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация Строительство
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп	Федеральный закон «Об отходах производства и потребления». №89-ФЗ от 24 июня 1998 года.	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Микропроцессорные комплексы РЗА ГА



- 1 Сигнальная лампа **СРАБАТЫВАНИЕ**
- 2 Сигнальная лампа **НЕИСПРАВНОСТЬ или ВЫВОД**
- 3 Переключатель **РЕЖИМ РАБОТЫ**
- 4 Выключатель **ВЫЗОВ ИНДИКАЦИИ**
- 5 Выключатель **СЪЕМ СИГНАЛИЗАЦИИ**
- 6 Окно для наблюдения за светодиодной индикацией
- 7 Замок-ручка
- 8 Табличка паспортная
- 9 Терминал
- 10* Контрольный разъем
- 11* Блок испытательный (РОСОН)
- 12* Клеммник шкафа
- 13 Реле управления
- 14 Розетка (евро)

- 15 Выключатель автоматический ~220 В (освещение и розетки)
- 16 Переключатель питания =220 В
- 17 Концевой выключатель
- 18 Светильник
- 19 Блок фильтра =220 В
- 20 Шина заземления
- 21 Переключатель
- 22* Блок частоты
- 23* Блок БЭ

* количество по заказу.

** по заказу высота цоколя может быть увеличена до 200 мм.

Размеры без предельных отклонений.

Масса шкафа 220 кг.

Рисунок Е.1 – общий вид шкафа типа ШЭ1111

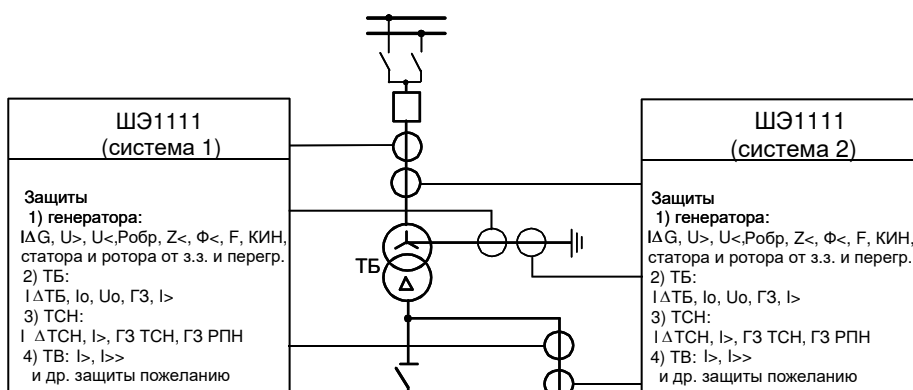



Рисунок Е.2 – Схема подключения систем защиты комплекса к измерительным трансформаторам тока и напряжения

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 М.В. Кошечков

подпись инициалы, фамилия


« 13 » июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЖНЕКАМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАМА.
МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ КОМПЛЕКСЫ РЗА ГА – ИСПОЛНЕНИЕ,
НАСТРОЙКИ, УТОЧНЕННЫЕ РАСЧЕТЫ ОТДЕЛЬНЫХ ЗАЩИТ**

Инженер по РЗА
службы релейной защиты,
автоматики и метрологии
филиала ПАО «РусГидро» –
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность

Руководитель  12.06.19
подпись, дата

В.В. Кислер
инициалы, фамилия

Выпускник  12.06.19
подпись, дата

А.К. Розикова
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Нижнекамской ГЭС на реке Кама. Микропроцессорные комплексы РЗА ГА – исполнение, настройки, уточненные расчеты отдельных защит»

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайт 05.06.19
подпись, дата

Э.Ю. Зашеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. Масерткина
подпись, дата

А.В. Масерткина
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Л.В. Малеткина
подпись, дата

Л.В. Малеткина
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

А.В. Шеронов
подпись, дата

А.В. Шеронов
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Т.А. Ладина
подпись, дата

Т.А. Ладина
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

В.А. Тарасов
подпись, дата

В.А. Тарасов
инициалы, фамилия

Охрана окружающей
среды

В.А. Куршев
подпись, дата

В.А. Куршев
инициалы, фамилия

Технико-экономическое
обоснование

В.В. Ланасова
подпись, дата

В.В. Ланасова
инициалы, фамилия

Консультант

М.В. Кочетков

М.В. Кочетков

Нормоконтролер

А.А. Чабанова
подпись, дата

А.А. Чабанова
инициалы, фамилия