

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А. А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника
код-наименование направления

Проектирование Буренской ГЭС на реке Малый Енисей.
Разработка способов определения места однофазного замыкания в сетях (6-
10) кВ собственных нужд ГЭС.
тема

Руководитель	_____	Начальник оперативной службы Филиала ПАО «РусГидро» «Саяно- Шушенская ГЭС имени <u>П.С. Непорожного»</u>	<u>И.Ю. Погоняйченко</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>О.Ю. Балтовская</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Буренской ГЭС на реке Малый Енисей. Разработка способов определения места однофазного замыкания в сетях (6-10) кВ собственных нужд ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты	_____	<u>Е.Ю. Затева</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	<u>А.В. Масленникова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	_____	<u>А.А. Ачитаев</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	_____	<u>А.В. Широков</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	_____	<u>Н.П. Ульянова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	_____	<u>В.И. Татарников</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	_____	<u>В.В. Лапасова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтроль	_____	<u>А.А. Чабанова</u>
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БУРЕНСКОЙ ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1 Анализ исходных данных и определение условий внешних условий функционирования гидроэлектростанции.....	8
1.1 Природные условия	8
1.1.1 Климат.....	8
1.1.2 Гидрологические данные	8
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия	11
1.2 Аналоги проектируемой гидроузла	11
2 Водно – энергетические расчеты.....	12
2.1 Регулирование стока воды	12
2.1.1 Исходные данные	12
2.1.2 Выбор расчетного средневодного и маловодного года	12
2.2 Определение установленной мощности и среднегодовой выработки на основе водноэнергетических расчетов	14
2.2.1 Расчет режимов работы проектируемой ГЭС с учетом требований ВХК	14
2.2.2 Расчет сработки-наполнения водохранилища маловодного года ...	15
2.2.3 Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС в течение года.....	16
2.2.4 Расчет резервов и определение установленной мощности проектирования гидроузла, расчет баланса мощности	17
2.2.5 Расчет сработки-наполнения водохранилища для определения среднегодовой выработки	18
2.3 Построение режимного поля	18
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	20
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	20
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы.....	23
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	24
3.4 Выбор вспомогательного оборудования	25
4 Электрическая часть.....	26
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	26
4.2 Выбор блочных трансформаторов.....	27
4.3 Выбор синхронного генератора.....	27
4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	28
4.5 Расчёт параметров отходящих воздушных линий	28
4.6 Выбор схемы на основании технико-экономического расчета.....	29
4.6.1 Расчёт затрат на схему с одиночным блоком.....	29
4.6.2 Расчёт затрат на схему с укрупнённым блоком	30
4.7 Расчёт токов короткого замыкания	31

4.8	Выбор электрических аппаратов	34
4.8.1	Расчёт токов по условиям рабочего и утяжелённого режимов	34
4.8.2	Выбор электрооборудования для генераторного напряжения	34
4.8.3	Выбор электрооборудования для высокого напряжения	35
5	Релейная защита и автоматика	37
5.1	Перечень защит основного оборудования	37
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	38
5.2.1	Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора	38
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	41
5.2.3	Защита от повышения напряжения	42
5.2.4	Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора	42
5.2.5	Дистанционная защита от внешних коротких замыканий	46
5.2.6	Защита от симметричных перегрузок статора	48
5.2.7	Защита ротора от перегрузки	50
6	Компоновка и сооружения гидроузла	52
6.1	Состав сооружения	52
6.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения	52
6.1.2	Определение отметки гребня грунтовой плотины	52
6.1.3	Определение ширины водосливного фронта	54
6.1.4	Определение отметки гребня водослива	55
6.1.5	Проверка пропуска проверочного расхода	56
6.1.6	Построение профиля водослива	57
6.2	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	58
6.3	Конструирование бетонной плотины	58
6.3.1	Определение ширины подошвы	58
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	60
6.3.3	Быки	60
6.3.4	Устои	60
6.3.5	Галереи	61
6.3.6	Элементы подземного контура плотины	61
6.4	Определение основных нагрузок на плотину	62
6.4.1	Статические расчёты плотины	62
6.4.2	Вес сооружения и затворов	62
6.4.3	Сила гидростатического давления воды	63
6.4.4	Равнодействующая взвешивающего давления	63
6.4.5	Сила фильтрационного давления	64
6.4.6	Давление грунта	64
6.4.7	Волновое давление	66
6.5	Расчёт прочности плотины	66
6.5.1	Критерии прочности плотины	68
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	70
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	70

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Буренской ГЭС	70
7.2.1 Обеспечение безопасного выполнения работ	71
7.2.2 Требования безопасности во время работы	72
7.3 Пожарная безопасность.....	73
7.4 Водоохранные мероприятия	77
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	77
7.4.2 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	79
8 Техничко-экономические показатели	81
8.1 Текущие расходы по гидроузлу	81
8.2 Налоговые расходы	82
8.3 Оценка суммы прибыли	83
8.4 Оценка инвестиционного проекта	84
8.5 Бюджетная эффективность	85
8.6 Анализ чувствительности	85
9 Разработка способов определения места однофазного замыкания в сетях 6(10) кВ собственных нужд ГЭС.....	88
9.1 Контроль изоляции в сети 6(10) кВ	89
9.2 Способы определения места однофазного замыкания	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	94
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Анализ исходных данных	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчёты	101
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Релейная защита и автоматика	105
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Компоновка сооружений и гидроузла	108

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ БУРЕНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Малый Енисей;
2. Местонахождение ГЭС.....Республика Тыва;
3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....617 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью: 0,1 %.....6491 м³/с;
0,01 %.....7150 м³/с;
4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулируемого стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ.....753,00 м;
ФПУ.....754,00 м;
УМО.....741,90 м;
 - в) объемы:
полный.....11 км³;
полезный.....6,7 км³;
5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....37,50 м;
 - б) расчетный.....29,60 м;
 - в) минимальный.....22,20 м;
6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная.....480 МВт;
гарантированная.....408 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка.....1,4 млрд. кВт·ч;
7. Плотина:
 - а) правобережная каменно-набросная.....89,18 м;
 - б) станционная.....19,86 м;
 - в) левобережная глухая.....35,00 м;
8. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....приплотинное;
 - б) число агрегатов.....6;
 - в) грунт в основании.....гранит;
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная;
9. Основное оборудование:
 - а) тип турбины.....ПЛ-406-В-630;
 - б) тип генератора.....СВ-1070/145-52-УХЛ;
 - в) мощность генератора.....80 МВт;
 - г) частота вращения.....115,4 об/мин;
 - д) тип трансформатора.....ТДЦ-250000/220;
10. Технико-экономические показатели:
 - а) удельные показатели.....82333,33 руб/кВт;
 - б) себестоимость энергии.....0,047 коп/кВт·ч;
 - в) срок окупаемости.....11,6 лет;

ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире. Энергию рек используют Китай, РФ, Бразилия, Канада, Индия, США. Гидроресурсы России оцениваются сегодня без малого в 900 млрд. кВт·ч, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на сегодняшний день значительно уступает экономически развитым странам, этот показатель в нашей стране немногим превышает 20 %, в то время как в США и Канаде составляет 50-55 %, а в ряде стран Западной Европы и Японии – от 60 % до 90 %. Гидропотенциал России используется на 50 % в европейской части, на 20% в Сибири и всего лишь на 3 % - на Дальнем Востоке.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС в 7-10 раз, то есть на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны.

Целью проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования гидроэлектростанции

Малый Енисей – большая река в республике Тыва, принадлежащая бассейну Енисея. Площадь бассейна реки составляет 58700 км²

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат Тувы резко континентальный. Зима длится с ноября по апрель. В котловинах она холодная, безветренная, с преобладанием солнечной погоды.

Средняя температура января –28,6 °С, июля +20,4 °С. Продолжительность безморозного периода составляет около 90 дней. Экстремальные температуры, зафиксированные близ створа: летом: +40,7°С, зимой: –54°С. Годовая амплитуда колебаний температур составляет 50°С. В таблице 1.1 представлены среднемесячные температуры в районе расположения створа.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T _{max} , °С	-23	-16	-3	+12	+21	+26	+28	+25	+18	+8	-8	-20
T _{min} , °С	-33	-29	-17	-2	+5	+11	+14	+11	+4	-4	-17	-29

Основная масса осадков приходится на летний период. В августе нередки обильные ливневые осадки, обусловленные Тихоокеанскими циклонами, проникающими со стороны Монголии. Среднегодовая норма составляет в районе 218 мм.

1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки — 563 км, площадь бассейна — 58700 км². Питание реки снеговое и дождевое.

Ряд гидрологических данных за рекой Оленёк за период 1930-1979 гг. представлены в приложении А, таблица А1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 617 \cdot 31536000 = 19,4 \text{ км}^3 \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблицы А1.
t - число секунд в году.

Координаты кривой связи объема водохранилища от отметки уровня верхнего бьефа представлены в таблице 1.2, кривая связи представлена на рисунке 1.1.

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи объема от отметки уровня ВБ

Кривая зависимости объемов стока от уровня воды	
$Z_{ВБ}$, м	V , км ³
713,00	0
729,09	1
736,71	2
740,88	3
743,78	4
746,17	5
748,07	6
749,40	7
750,20	8
750,81	9
751,70	10
753,10	11
753,50	12
754,00	13

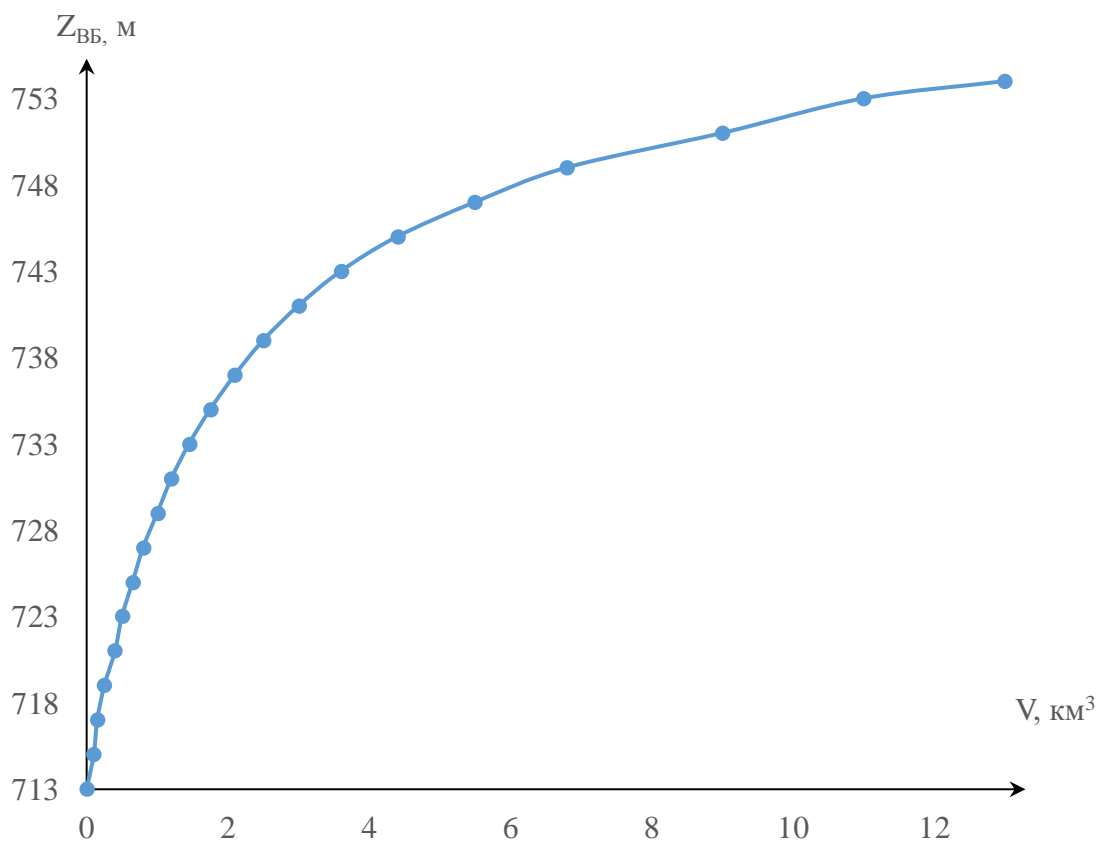


Рисунок 1.1 – Кривая связи объема водохранилища и отметки верхнего бьефа

Координаты кривых связей расходов нижнего бьефа за летний и зимний период представлены в таблице 1.3, рисунок 1.2.

Таблица 1.3 – Координаты кривых связи отметки НБ от расхода

Кривая зависимости отметок нижнего бьефа от расходов.			
Летняя		Зимняя	
Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с
713,00	0	713,00	0
714,00	90	714,00	70
715,00	200	715,00	160
716,00	380	716,00	300
717,00	680	717,00	540
718,00	1140	718,00	910
719,00	1800	719,00	1440
720,00	2750	720,00	2200
721,00	4000	721,00	3200
722,00	5750	722,00	3600
723,00	7100	723,00	5680

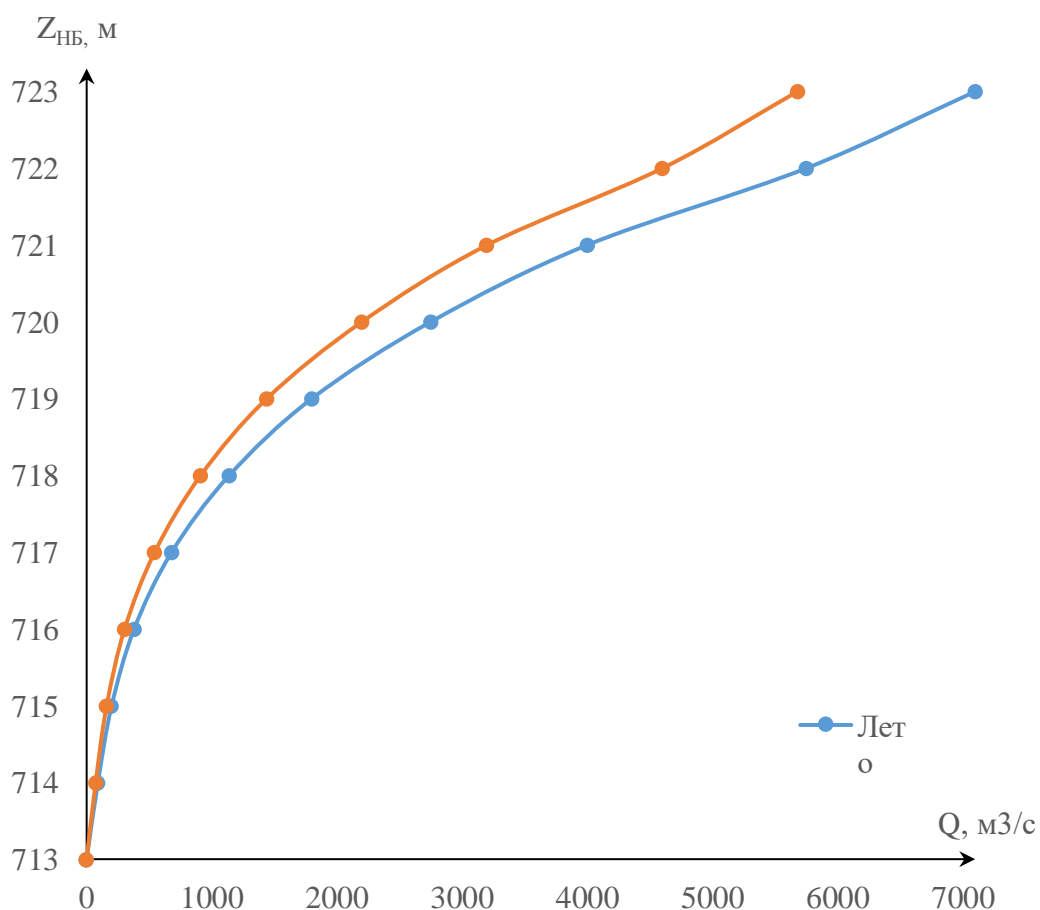


Рисунок 1.2 - Кривые зависимости расхода воды от уровня воды в створе гидроузла для периода открытого русла

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Буренской ГЭС преобладает зона с сейсмической активностью 7 баллов.

В основании реки Малый Енисей - скальные породы: гранит.

1.1.4 Сейсмические условия

Расчетная сейсмическая интенсивность района расположения проектируемой Буренской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 9 баллам шкалы MSK-64.

1.2 Аналоги проектируемой гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналога была выбрана Нижне-Бурейская ГЭС.

2 Водно – энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов нижнего бьефа за летний и зимний период, а также кривые связи объема и площади водохранилища верхнего бьефа (таблица 1.2 и 1.3, рисунок 1.1 и 1.2);
- энергосистема: ОДУ Сибири, Красноярское РДУ, $P_{\max} = 9144$ МВт;
- коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
- нагрузочный коэффициент $k_{\text{нагр}} = 2\%$;
- аварийный коэффициент $k_{\text{авар}} = 8\%$;
- потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,4$ м;
- отметка НПУ = 753 м;
- $Q_{0,01\%} = 7150$ м³/с;
- $Q_{0,1\%} = 6491$ м³/с;
- ряд гидрологических данных за рекой Малый Енисей за период 1922-1972 гг. (приложение А, таблица А1);
- потери водохранилища, требования водохозяйственного комплекса, санитарный попуск представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Потери водохранилища, ВХК и санитарный попуск

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q_{\text{исп.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	2	3	5	6	5	3	2	2	1
$Q_{\text{фильтр.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
$Q_{\text{льдобр.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	11	11	0	-22	-22	0	0	0	0	0	11	11
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	355											
$Q_{\text{сан. поп.}}, \text{ м}^3/\text{с}$	177											

- суточные и годовые графики нагрузки (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.2 Выбор расчетного средневодного и маловодного года

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Расчёты представлены в формулах 2.1. и 2.2.

$$K_M = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1966 \text{ по межени}}} = \frac{293}{264} = 1,12 \quad (2.1)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1966 \text{ по половодью}}} = \frac{1007}{1025} = 0,98 \quad (2.2)$$

Аналогично вычисляем коэффициенты приведения для 1931 года по формулам 2.3 и 2.4.

$$K_M = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1931 \text{ по межени}}} = \frac{295}{279} = 1,06 \quad (2.3)$$

$$K_P = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1931 \text{ по половодью}}} = \frac{1010}{1007} = 1 \quad (2.4)$$

Для маловодного года коэффициенты приведения будут равны 1, поэтому корректировку не выполняем.

Все итоговые значения расходов по половодью и межени приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Итоговые значения маловодного и средневодного года

Месяцы	Q _{90%} , м ³ /с	Q _{50%} , м ³ /с
1	235	250
2	231	268
3	223	293
4	356	441
5	913	1098
6	1428	1496
7	936	955
8	757	772
9	530	613
10	314	303
11	220	263
12	210	234
Q _{среднегодовой} , м ³ /с	529	581

Гидрограф маловодного и средневодного года показан на рисунке 2.1.

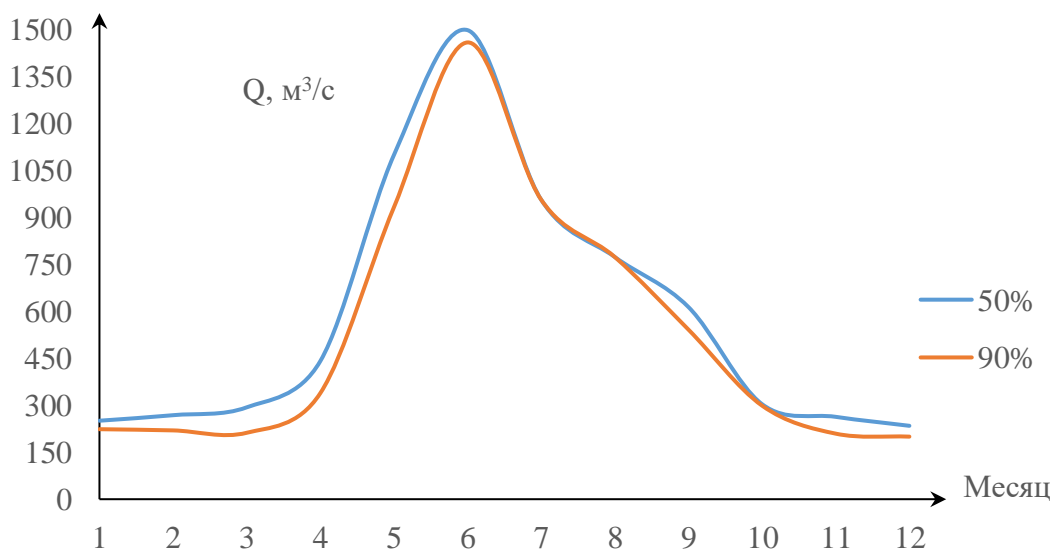


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного года

2.2 Определение установленной мощности среднемноголетней выработки на основе водноэнергетических расчетов

2.2.1 Расчет режимов работы проектируемой ГЭС с учетом требований ВХК

Для расчета берется маловодный год $Q_{90\%}$ (таблица 2.2) и значения потерь водохранилища (таблица 2.1). Рассчитаем режим работы ГЭС по водотоку. При расчете используются формулы 2.5-2.7.

$$Q_{\text{полезное}} = Q_{90\%i} - Q_{\Sigma i} \quad (2.5)$$

$$H = \nabla_{\text{ВБ}} - \nabla_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.6)$$

$$N = \frac{(Q_{\text{полезный}} \cdot H \cdot k_M)}{1000} \quad (2.7)$$

Выполняется расчет режима работы ГЭС по требованиям ВХК аналогично предыдущему, используя формулы 2.5-2.7, только вместо бытового расхода берём расход ВХК.

После расчета режима работы ГЭС по требованиям ВХК, необходимо сравнить данный режим с режимом работы ГЭС по водотоку. Для сравнения сначала необходимо рассчитать ΔN которая считается по формуле 2.8.

$$\Delta N = N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}} \quad (2.8)$$

После расчета ΔN находится алгебраическая сумма всех ΔN и проверяется выполнения условия. Если алгебраическая сумма ΔN будет превышать 0, следовательно, все рассчитано верно. Все результаты сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты сравнения двух режимов работы ГЭС

№ месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{\text{быт.}}$, МВт	53	70	84	119	205	290	348	286	192	120	118	85
$N_{\text{ВХК}}$, МВт	115	115	116	116	116	116	116	116	116	116	115	115
ΔN , МВт	-62	-45	-32	3	89	174	232	170	76	4	3	-29
$\Sigma \Delta N$, МВт	584											

После сравнения двух режимов строиться баланс энергии по средним годовым мощностям. На данном балансе откладываются значения бытовой мощности, мощности ВХК и мощности существующих ГЭС.

Баланс энергии показан на плакате «Использование водной энергии».

2.2.2 Расчет сработки-наполнения водохранилища маловодного года

Сработка водохранилища начинается первый месяц после половодья. Расходы ГЭС и НБ рассчитываются по формуле 2.9 и 2.10.

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{полезный}} + Q_{\text{водохранилища}} - Q_{\text{холостые сбросы}}. \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{шлюзования}} + Q_{\text{фильтрации}} + Q_{\text{холостые сбросы}} + Q_{\text{ГЭС}} \quad (2.10)$$

Начальный объем равен объему при отметке НПУ. Изменение объема рассчитывается по формуле 2.11.

$$dv = \frac{Q_{\text{водохранилища}} \cdot t_c}{10^9} \quad (2.11)$$

где t_c – количество секунд в месяце.

Результаты расчетов сработки-наполнения водохранилища представлены в приложении Б, таблица Б1, Б2.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря $N_{\text{гар}} = 408$ МВт;
- уровень мертвого объема УМО = 741,9 м;
- полезный объем $V_{\text{полезный}} = 6,7$ км³.

График сработки-наполнения в маловодный год показан на рисунке 2.2.

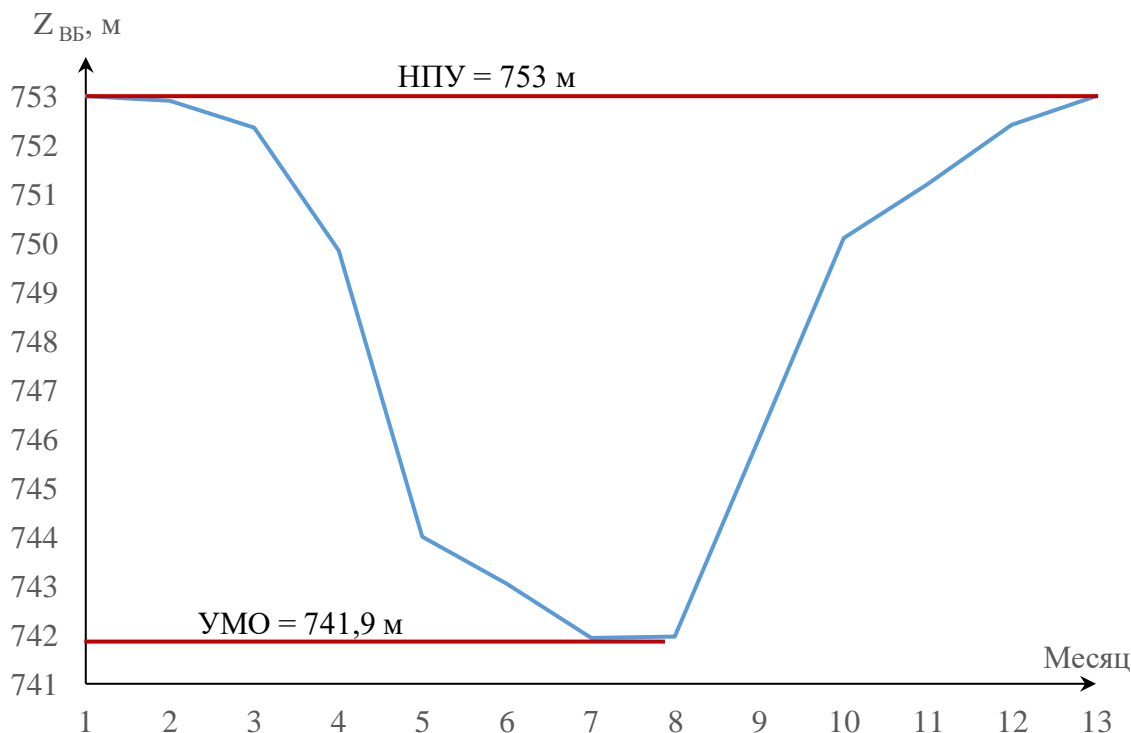


Рисунок 2.2 –График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год

2.2.3 Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС в течение года

Рабочая мощность определяется путем вписывания проектируемой ГЭС в суточный график нагрузки и определения зон работы. При вписывании проектируемой ГЭС, рассчитывается суточная выработка по формуле 2.12.

$$\mathcal{E} = N_{\text{гар}} \cdot t \quad (2.12)$$

где t – количество часов в сутках.

При выписывании станции необходимо не затрагивать зоны работы существующих станций. Так же при вписывании существующих станций используется суточная выработка. Расчет суточной выработки из годовой осуществляется по формуле 2.13.

$$\mathcal{E}_{\text{Суточные}}^{\text{Существующие}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{годовая}}^{\text{Существующие}}}{365} \quad (2.13)$$

Суммарная рабочая мощность определяется по формуле 2.14.

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{база}} \quad (2.14)$$

Все полученные значения сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты вычисления рабочих мощностей

Месяц	$N_{\text{база}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{база}}$, млн.КВт·ч	$N_{\text{пик}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{пик}}$, млн.КВт·ч	$N_{\text{рабочая}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{гар}}$, млн.КВт·ч
Январь	75	1,8	410	8,0	485	9,8
Февраль	12	0,3	95	1,8	107	2,1
Март	9	0,22	85	1,8	94	2,0
Апрель	17	0,41	75	1,5	92	1,9
Май	17	0,42	100	1,5	117	1,9
Июнь	15	0,37	85	1,8	100	2,2
Июль	17	0,41	100	2,0	117	2,4
Август	22	0,53	100	2,0	122	2,5
Сентябрь	26	0,61	120	2,0	146	2,6
Октябрь	30	0,72	145	2,0	175	2,7
Ноябрь	31	0,75	160	2,0	191	2,8
Декабрь	75	1,8	410	8,0	485	9,8

2.2.4 Расчет резервов и определение установленной мощности проектирования гидроузла, расчет баланса мощности

При построении баланса мощностей используется значение максимальных годовых мощностей (приложение Б, таблица Б2). Расчет резервов выполняется по формулам 2.15-2.17.

$$N_{\text{нагрузочный}}^{\text{рез}} = P_{\text{max}} \cdot 0,03 \quad (2.15)$$

$$N_{\text{Аварийный}}^{\text{рез}} = P_{\text{max}} \cdot 0,1 \quad (2.16)$$

$$N_{\text{рез.проект}}^{\text{рем}} = \frac{N_{\text{раб}}}{6} \quad (2.17)$$

Все результаты расчетов сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году
мощность в мегаваттах

Мес	Нагрузка системы			ГЭС		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P	P _{авар}	P _{нагр}	N _{раб}	N _н	N _{раб}	N _{нагр}	N _{рем}	N _{раб}	N _{авр}	N _{рем}
1	9144	732	183	1642	33	485	10		7017	558	
2	8747	700	175	1532	31	107	2		7108	569	
3	8140	651	163	1423	28	94	2		6623	530	
4	7438	595	149	1313	26	92	2		6033	483	
5	6830	546	137	1204	24	117	2		5509	441	291
6	6479	518	130	1094	22	100	2		5285	423	291
7	6479	518	130	1094	22	117	2		5268	421	291
8	6830	546	137	1204	24	122	2		5504	440	291
9	7438	595	149	1313	26	146	3	81	5979	478	
10	8140	651	163	1423	28	175	4		6542	523	
11	8747	700	175	1532	31	191	4		7024	562	
12	9144	732	183	1642	33	485	10		7017	558	

График баланса мощности энергосистемы в маловодном году, построенный по данным из таблицы 2.5 представлен плакате «Использование водной энергии».

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле 2.18.

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{уст}} = N_{\text{январь}}^{\text{раб}} + N_{\text{рез.проект}}^{\text{нагр}} = 485 + 10 = 495 \text{ МВт} \quad (2.18)$$

2.2.5 Расчет сработки-наполнения водохранилища для определения среднемноголетней выработки

Сработка-наполнение водохранилища выполняется для определения среднемноголетней выработки. Данные расчетов сведены в приложении Б, таблица Б.2.

$$Э_{\text{ср.многолетняя}} = 1,393 \text{ млрд.кВт}\cdot\text{ч.}$$

График сработки-наполнения водохранилища за средневодный и маловодный год представлен плакате «Использование водной энергии».

2.3 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 10.1.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС». Результаты расчётов сводим в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Данные расчёта для построения режимного поля.

Кривые связи			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб.л}}, \text{ м}$	$Z_{\text{нб.з}}, \text{ м}$	$H_{\text{нпу}}, \text{ м}$	$H_{\text{умо}}, \text{ м}$	$H_{\text{явб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	713,1	713,1	39,5	28,4	35,2	36,0	1562,5	30,0	2014,1
200	714,8	715,2	37,4	26,3	33,1	35,1	1602,6	29,0	1980,2
400	716	716,5	36,1	25,0	31,8	34,2	1644,7	28,0	1945,8
600	716,9	717,3	35,3	24,2	31,0	33,3	1689,2	27,0	1910,7
800	717,4	717,8	34,8	23,7	30,5	32,4	1736,1	26,0	1875,0
1000	717,8	718,2	34,4	23,3	30,1	31,5	1785,7	25,0	1838,6
1200	718,1	718,5	34,1	23,0	29,8	30,6	1838,2	24,0	1801,4
1400	718,4	718,8	33,8	22,7	29,5	29,7	1893,9	23,0	1763,5
1600	718,6	719,1	33,5	22,4	29,2	28,8	1953,1	22,0	1724,7
1800	718,9	719,4	33,2	22,1	28,9	27,9	2016,1	21,0	1685,1
2000	719,1	719,8	32,8	21,7	28,5				
2200	719,4	720,1	32,5	21,4	28,2				

По данным из таблицы 2.6 было выполнено построение режимного поля, которое представлено на рисунке 2.3

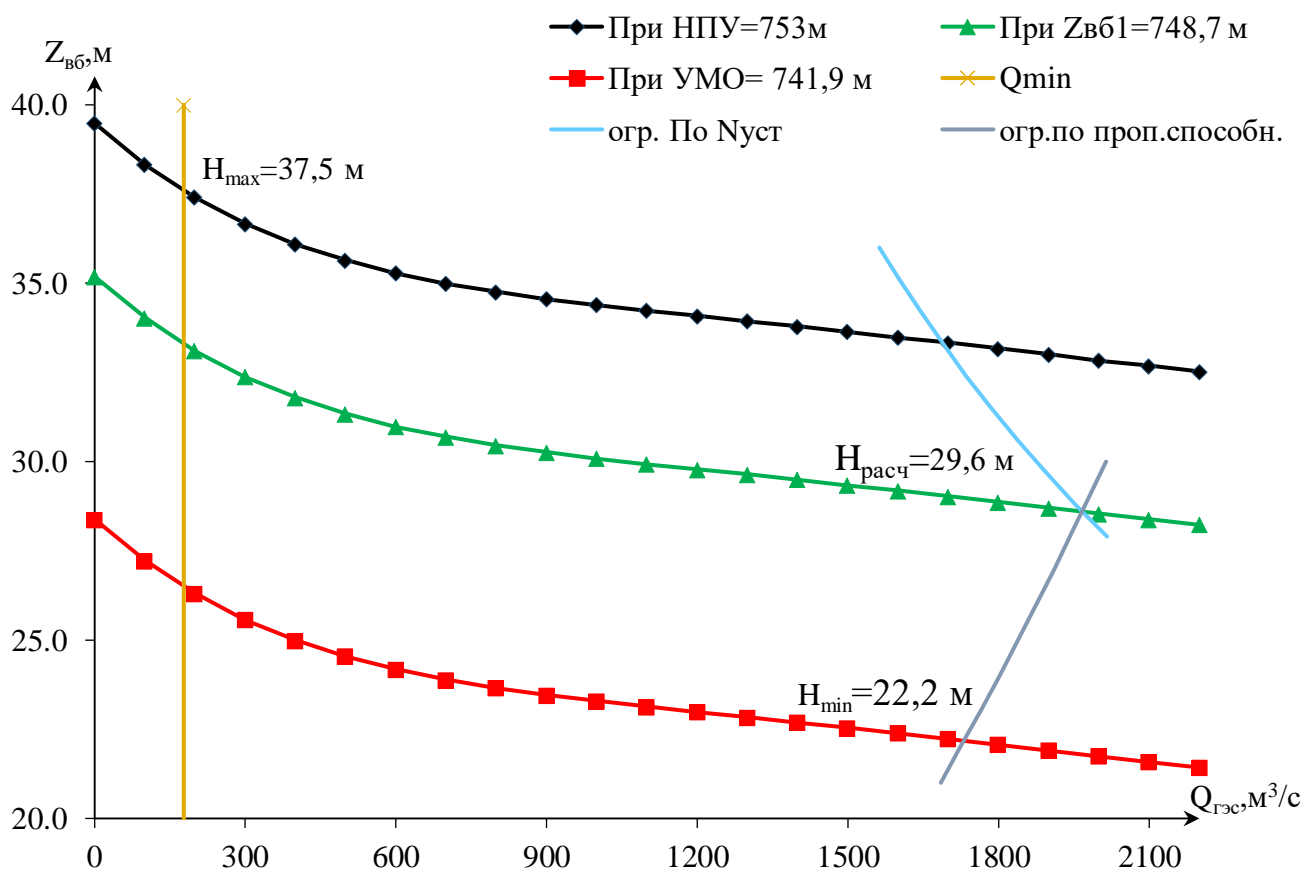


Рисунок 2.3 - Режимное поле

По режимному полю были определены значения напоров:

- максимальный напор $H_{max} = 37,5 м$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- расчётный напор $H_{расч} = 29,6 м$. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{min} = 22,2 м$. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

С помощью режимного поля были определены величины:

- расчетный напор $H_p = 29,6$ м;
- минимальный напор $H_{\min} = 22,2$ м;
- максимальный напор $H_{\max} = 37,5$ м;
- максимальный расход $Q_{\max} = 2190$ м³/с;

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1. Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2. Отношение $H_{\min}/H_{\max} = 22,2/40 = 0,56$. должно быть не меньше справочных данных.

3. Максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют ПЛ40а-В и ПЛ40б-В

Параметры гидротурбин ПЛ40а - В и ПЛ40б - В представлены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ40а – В	ПЛ40б – В
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	H_{\max} , м	40	40
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,50	0,50
Оптимальная приведённая частота вращения	n'_{10} , мин ⁻¹	125	123
Оптимальный приведенный расход	Q'_{10} , л/с	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}$, л/с	1800	1700
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\max}$	0,65	0,65
Приведенный диаметр РК	$D_{1\text{м}}$, м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}$, м	4,0	12,0
Температура воды при испытании	$t_{\text{м}}$, °С	10,0	20,0

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ40а – В намечаем расчётную точку P_1 , предварительно проведя линию $n'_{1\text{opt}}$ через

оптимум КПД. Приведенный расход воды в расчётной точке $Q'_{1p} = 1,70 \text{ м}^3/\text{с}$. Так же намечаем расчётную точку для ПЛ 40б – В, приведённый расход $Q'_{1p} = 1,62 \text{ м}^3/\text{с}$.

КПД натурной турбины определим по формуле 3.1.

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right) \quad (3.1)$$

где η_M – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в расчётной точке;

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

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины;

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным;

H_M – напор на модельной гидротурбине;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

ν_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

ν_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной турбины.

Для выбранных типов гидротурбин $\varepsilon = 0,75$. Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным.

Средняя температура реки Малый Енисей – $t_H = 5(^\circ\text{C})$.

$\nu_H = 1,51 \cdot 10^6 \text{ (м}^2/\text{с)}$.

Мощность одного агрегата вычисляется по формуле 3.2.

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_1 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (3.2)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчётной точке;

η_G – средний коэффициент полезного действия генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле 3.3.

$$Z_a = \frac{N_{уст}}{N_a} \quad (3.3)$$

где $N_{уст} = 495 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов округляется в большую сторону.

Уточняется мощность агрегата по формуле 3.4.

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}, \quad (3.4)$$

Синхронная частота вращения вычисляется по формуле 3.5.

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где n_p' – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_r}{\eta_m}$ поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

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

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , находятся по формулам 3.6 – 3.8.

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}; \quad (3.6)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}; \quad (3.7)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}. \quad (3.8)$$

На ГУХе проводим линии n'_{max} , n'_p , n'_{min} . Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_p подбираем такое сочетание, для выполнения равенства формулы 3.9.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p \cdot \eta_r}}. \quad (3.9)$$

Правая часть уравнения является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Для полученной окончательного значения расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{I_{min}}$ соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение 3.9 вместо расчетного напора максимальный напор.

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле 3.10.

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}}. \quad (3.10)$$

3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса находится по формуле 3.11.

$$\nabla Z_{P.K} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s; \quad (3.11)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{нб}$

H_s – высота отсасывания для различных режимов работы.

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных, с точки зрения кавитации, случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

- работа одного агрегата при установленной мощности при максимальном напоре;
 - работа одного агрегата с установленной мощностью при минимальном напоре;
 - работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре
- Высоту отсасывания определим по формуле 3.12.

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{x.пл}; \quad (3.12)$$

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

$\nabla Z_{нб}(Q_{нб})$ - отметка НБ при данном расходе;

1,5 – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной;

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

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

Прежде чем найти высоту отсасывания необходимо определить расход одного агрегата при различных его режимах работы по формуле 3.13.

$$Q = Q \cdot D^2 \cdot Z_a \cdot \sqrt{\nabla p \cdot H}; \quad (3.13)$$

где Q – расход при различных частотах вращения в точке на ГУХ.
 D^2 – диаметр натурной турбины.
 Z_a – число одного агрегата;
 $\Delta p = \frac{\eta_t}{\eta_m}$ – поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре;
 H – напор (максимальный, минимальный, расчетный)

Полученные результаты представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м	Z_{pk} , м	σ	η_{pt}
ПЛ 40а - В	6,30	115,4	82,5	-2,84	-7,65	-2,47	708,47	0,45	0,909
	8,00	88,2	123,75	-1,73	-5,73	0,97	711,22	0,47	0,907
ПЛ 40б - В	7,50	93,8	123,75	-2,40	-7,65	-5,05	709,32	0,53	0,893
	8,00	85,7	123,75	-0,40	-4,39	-0,40	712,55	0,42	0,901

Выбрана гидравлическая турбина ПЛ40а-В-630, она является оптимальным вариантом по совокупности показателей:

- наименьший диаметр рабочего колеса по сравнению с конкурентной турбиной (Экономия на материале)
- удовлетворяющая условию высота отсасывания (экономия на проведении земляных работ);
- высокое значение КПД в оптимальном режиме и в расчётной точке;
- оптимум КПД на главной универсальной характеристике располагается между линиями n'_{Ip} и n'_{Imin} .
- кавитационный коэффициент наименьший по сравнению с конкурентной турбиной (Продление срока службы рабочего колеса).

Дальнейший расчёт ведётся для гидравлической турбины ПЛ40а-В-630. Её рабочая зона представлена в приложении В на рисунке В.1.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная мощность гидрогенератора вычисляется по формуле 3.14.

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{82,5}{0,8} = 103,12 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (3.14)$$

где $\cos\varphi$ - коэффициент мощности генератора, предварительно принимаемый $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$

Число полюсов генератора находим по формуле 3.15.

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{115,4} = 52; \quad (3.15)$$

По рассчитанным параметрам подбираем серийный генератор. Лучше всего подходит гидрогенератор типа СВ-1070/145-52. Его паспортные данные представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1070/145-52

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность, МВА	$S_{ном}$	100
Номинальная активная мощность, МВт	$P_{ном}$	80
Коэффициент мощности, о.е.	$\cos\varphi$	0,8
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном}$	13,8
Номинальный ток, кА	$I_{ном}$	4,19
Номинальная частота вращения, об/мин	$n_{ном}$	115,4
Сверхпереходное сопротивление, о.е.	X_d''	0,22
Система возбуждения	Тиристорная независимая (В и ПВ)	
Исполнение	Зонтичное	

3.4 Выбор вспомогательного оборудования

По номограмме для турбины ПЛ40а-В-630 определим тип маслонапорной установки:

МНУ 10/1 – 40 – 12,5 – 2

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 10 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа, с гидроаккумулятором ГА10/1 – 40, имеющим маслососный агрегат МА12,5–2 вместимостью бака 12,5 м³ с двумя насосами.

Так как турбина поворотной-лопастная, то выбирается, согласно справочным данным, электрогидравлический регулятор типа ЭГРК-100-4.

В машинном зале для монтажа и демонтажа основного гидросилового оборудования принимаем к установке 2 полукозловых крана г/п 160 т. В качестве подъёмного механизма для плоских затворов отсасывающей трубы принимаем козловой кран г/п 50 т, а для подъема сороудерживающих решёток, затворов турбинных водоводов принимаем козловой кран г/п 100 т.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Главная электрическая схема Буренской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать таким требованиям, как надежность, манёвренность, удобство и безопасность эксплуатации. Также схема должна удовлетворять условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Электрические схемы строятся по блочному принципу: генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами и осуществляют параллельную работу на высоком напряжении.

На практике получили применение схемы с одиночными и укрупненными блоками. В первом случае, к каждому генератору подключается один повышающий трансформатор; во-втором: уже два генератора объединяются в блок с одним трехфазным повышающим трансформатором или с группой, состоящей из трех однофазных трансформаторов.

Для проектируемой станции целесообразно будет использование схемы с укрупненными блоками. Техничко-Экономическому обоснованию выбора будет отведен отдельный раздел проекта. Структурная схема укрупненного блока изображена на рисунке 4.1.

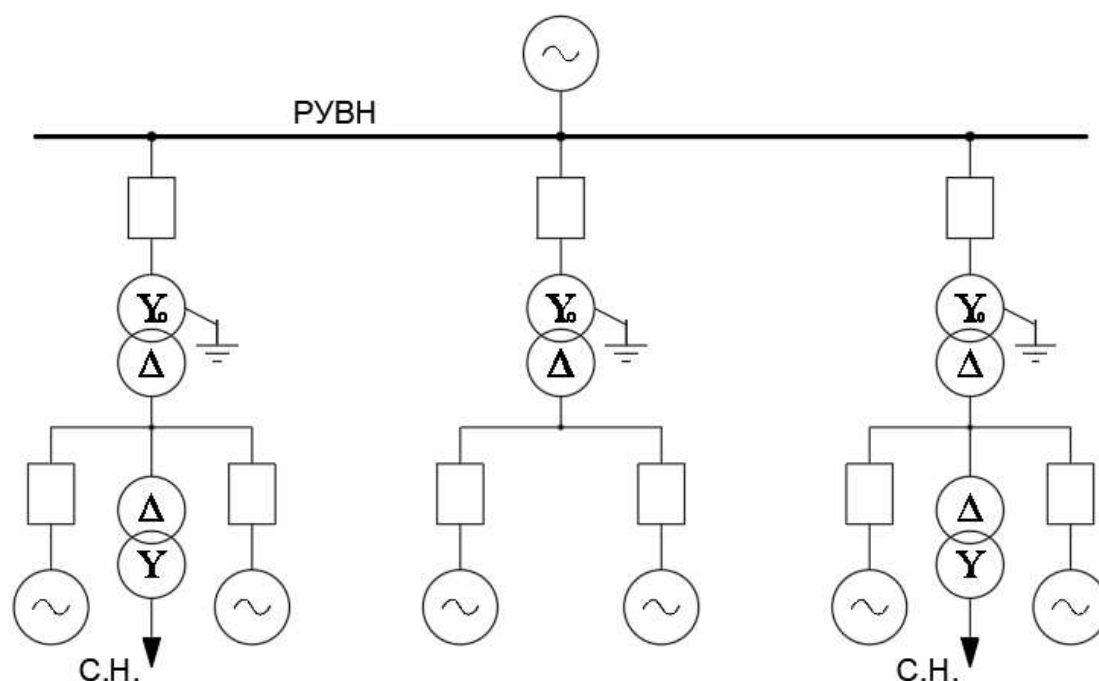


Рисунок 4.1 – Структурная схема укрупненного блока

4.2 Выбор блочных трансформаторов

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

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности блока в сеть без учета мощности, расходуемой на общестанционные и агрегатные нужды.

Рассчитаем мощность трансформатора для схемы с одиночным блоком. По полученному значению, учитывая работу трансформатора с недогрузом, в каталоге ООО «Тольяттинский трансформатор» выбираем подходящий вариант. Расчёт представлен в формуле 4.1.

$$S_{\text{т.б.}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{80 - (80 \cdot 6 \cdot 0,01)}{0,80} = 94 \text{ МВА}; \quad (4.1)$$

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

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

Из представленного каталога выбираем наиболее подходящий трансформатор типа ТДЦ-125000/220-У1. Его паспортные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
125	242	13,8	11	380	90	0,55

Мощность трансформатора в схеме с укрупненным блоком рассчитаем по формуле 4.2.

$$S_{\text{т.б.}} = \frac{2 \cdot P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{2 \cdot 80 - (80 \cdot 6 \cdot 0,01)}{0,80} = 194 \text{ МВА}. \quad (4.2)$$

Снова обращаемся к каталогу ООО «Тольяттинский трансформатор» и выбираем отсюда трансформатор типа ТДЦ-250000/220-У1, паспортные данные которого занесены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры трансформатора ТДЦ-250000/220-У1

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
250	242	13,8	11	600	150	0,5

4.3 Выбор синхронного генератора

Выбор гидрогенератора осуществляется по расчетному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины. Исходя из справочных данных, подходит тип СВ-1070/145-52.

Параметры этого генератора приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры гидрогенератора СВ-1070/145-52

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	$\cos \varphi$	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, кА	$x_{d''}$	$x_{d'}$	x_d	η
100	80	0,8	13,8	4,19	0,22	0,34	1,1	0,976

4.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от мощности всех установленных генераторов. Расчёт представлен в формуле 4.3.

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot 6 \cdot S_{\text{ГНОМ}} = 0,01 \cdot 4 \cdot 100 = 6000 \text{ кВА.} \quad (4.3)$$

В каталоге компании «СлавЭнерго» выбираем два трансформатора типа ТСЗ-6300/13,8-УЗ с представленными паспортными данными в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Параметры трансформатора ТСЗ-6300/13,8-УЗ

$S_{\text{НОМ}}$, кВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
6300	13,8	6,3	7	42	10	0,5

4.5 Расчёт параметров отходящих воздушных линий

Определяем количество отходящих от станции воздушных линий по формуле 4.4.

$$n_w = \frac{6 \cdot S_{\text{ГНОМ}} - S_{\text{с.н.}}}{P_{\text{пред.}} \cdot \frac{k}{\cos \varphi}} + 1 = \frac{6 \cdot 100 - 4}{135 \cdot \frac{1,2}{0,8}} + 1 = 4; \quad (4.4)$$

где $P_{\text{пред.}} = 135$ – предельная активная мощность линии 220 кВ, МВт;
 $k = 1,2$ – коэффициент приведения для ВЛ 220 кВ.

Далее рассчитаем рабочий ток, проходящий через одну линию по формуле 4.5.

$$I_{\text{раб.}} = \frac{6 \cdot S_{\text{ГНОМ}} - S_{\text{с.н.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_w} = \frac{6 \cdot 100 - 6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 4} = 370 \text{ А.} \quad (4.5)$$

Используя рабочий ток, вычислим ток расчетный по формуле 4.6.

$$I_{\text{расч.}} = \alpha_t \cdot \alpha_i \cdot 347 = 1,05 \cdot 1 \cdot 370 = 389 \text{ А;} \quad (4.6)$$

где $\alpha_t = 1,05$ – коэффициент, учитывающий число часов максимальной нагрузки;

$\alpha_i = 1$ – коэффициент, учитывающий этапность строительства.

По величине расчетного тока выбираем провод типа АС-400/51, паспортные данные которого представлены в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Паспортные данные провода АС-400/51

Сеч. жилы, мм	Сеч. сердечника, мм	$r_{0,уд.}$, Ом/км	$X_{0,уд.}$, Ом/км	$I_{доп.}$, А
400	51	0,075	0,42	825

Проверим провод на нагрев при отключении одной линии, используя формулу 4.7.

$$I_{раб.} = \frac{6 \cdot S_{Г\text{ ном}} - S_{с.н.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.} \cdot (n_w - 1)} = \frac{6 \cdot 100 - 6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 3} = 494 \text{ А.} \quad (4.7)$$

Т.к. $I_{п.ав.} < I_{доп.}$, окончательно принимаем выбранный тип провода.

4.6 Выбор схемы на основании технико-экономического расчета

4.6.1 Расчёт затрат на схему с одиночным блоком

Выполним расчет стоимости КРУЭ по формуле 4.8.

$$K_{круэ1} = k_{ст} \cdot n_b \cdot k_{яч} = 2,1 \cdot 15 \cdot 17800 = 560700 \text{ тыс. руб.}; \quad (4.8)$$

где $k_{ст} = 2,1$ – справочный коэффициент стоимости;
 $n_b = 15$ – количество выключателей в схеме.

Рассчитаем полную стоимость схемы с одиночными блоками по формуле 4.9.

$$K = n_{тр} \cdot K_{тр} + n_{тсн} \cdot K_{тсн} + K_{круэ1} = 6 \cdot 80000 + 2 \cdot 3300 + 560700 = 1047300; \quad (4.9)$$

где $n_{тр} = 6$ – количество блочных трансформаторов в схеме;
 $n_{тсн} = 2$ – количество трансформаторов собственных нужд.

Время наибольших потерь для графика с выраженным максимумом определим по формуле 4.10.

$$\tau = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right) = 8760 \cdot \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right) = 4590 \text{ ч}; \quad (4.10)$$

где $T_{max} = 4000$ – время использования максимальной нагрузки.

Потери электрической энергии в линиях и трансформаторах рассчитаем по формуле 4.11.

$$\Delta A = \left(\frac{\Delta P_K}{n_{\text{тр}}} \cdot \tau + n_{\text{тр}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 \right) + \frac{1}{n_w} \left(\frac{S_{\text{крызэ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot r_{\text{о.уд.}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \tau; \quad (4.11)$$

где $r_{\text{о.уд.}} = 0,075$ – удельное сопротивление линии, Ом/км.

$$\Delta A = (63 \cdot 4590 + 540 \cdot 8760) + \frac{1}{4} \left(\frac{564}{220} \right)^2 \cdot 6,8 \cdot 4590 = 5096328 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки посчитаем по формуле 4.12.

$$И = \Delta A \cdot Y_0 = 5096328 \cdot 3,52 = 17939 \text{ тыс. руб}; \quad (4.12)$$

где $Y_0 = 3,52$ – одноставочный тариф на электроэнергию в республике Тыва.

В заключение рассчитаем приведенные затраты использования схемы по формуле 4.13.

$$З = K \cdot E_H + И = 0,15 \cdot 560700 + 17939 = 175529 \text{ тыс. руб}; \quad (4.13)$$

где $E_H = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности электроэнергетики, принятый согласно приказу Минстроя №209 15.09.92.

4.6.2 Расчёт затрат на схему с укрупнённым блоком

Вычислим стоимость распределительного устройства (формула 4.8):

$$K_{\text{крызэ2}} = k_{\text{ст}} \cdot n_{\text{в}} \cdot k_{\text{яч}} = 2,1 \cdot 8 \cdot 17800 = 299040 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем полную стоимость (формула 4.9).

$$K = 3 \cdot 150000 + 2 \cdot 3300 + 299040 = 755640 \text{ тыс. руб.}$$

Потери электроэнергии в линиях и трансформаторах (формула 4.11).

$$\Delta A = (200 \cdot 4590 + 450 \cdot 8760) + \frac{1}{4} \left(\frac{582}{220} \right)^2 \cdot 6,8 \cdot 4590 = 3626106 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Вычислим издержки (формула 4.12).

$$И = \Delta A \cdot Y_0 = 3626106 \cdot 3,52 = 12764 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем финансовые затраты (формула 4.13).

$$З = К \cdot E_{\text{н}} + И = 0,15 \cdot 299040 + 12764 = 126110 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость КРУЭ со схемой из укрупненных блоков дешевле использования одиночных блоков на 40 %. Выбираем для нашей станции схему с укрупненными блоками.

В случае с укрупненным блоком выбираем схему с двумя рабочими системами сборных шин пользуясь рекомендациями «по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств 35-750 кВ»,

Выбранная схема КРУЭ – 220 кВ представлена на рисунке 4.2.

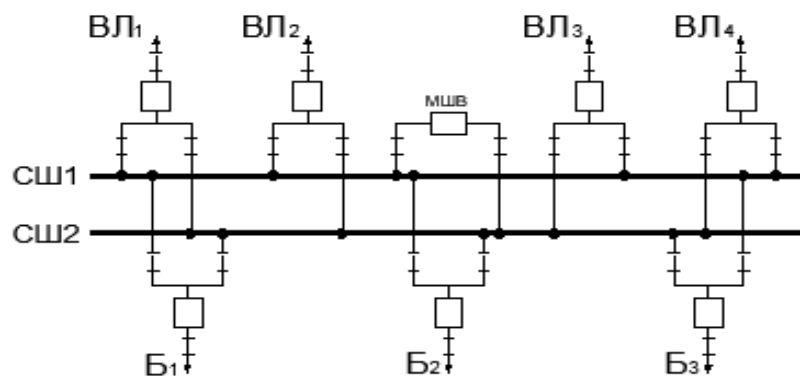


Рисунок 4.2 – Схема РУВН 220 кВ с двумя рабочими системами шин

4.7 Расчёт токов короткого замыкания

Определим сопротивления синхронных генераторов по формулам 4.14 и 4.15.

$$X_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{61}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,42 \text{ Ом}; \quad (4.14)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,42}{0,045 \cdot 314} = 0,03 \text{ Ом}. \quad (4.15)$$

Сверхпереходную ЭДС генераторов определим по формуле 4.16.

$$E_{\Gamma} = E''_{\Gamma} \cdot U_{61} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ}; \quad (4.16)$$

где $E''_{\Gamma} = 1,13$ – среднее значение сверхпереходных ЭДС, о.е.

Сопротивления трансформаторов рассчитаем по формулам 4.17 и 4.18.

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{62}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{250} = 23,3 \text{ Ом}; \quad (4.17)$$

$$R_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{62}^2}{S_{НОМ}^2} = 600 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{230^2}{250^2} = 0,5 \text{ Ом.} \quad (4.18)$$

Коэффициент трансформации трансформаторов рассчитаем по формуле 4.19.

$$k_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{230} = 0,06. \quad (4.19)$$

Определим сопротивления воздушных линий по формулам 4.20 и 4.21.

$$X_{\text{ВЛ}} = \frac{r_{\text{о.уд.}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{n_{\text{ВЛ}}} = \frac{0,42 \cdot 91}{4} = 9,6 \text{ Ом;} \quad (4.20)$$

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{r_{\text{о.уд.}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{n_{\text{ВЛ}}} = \frac{0,075 \cdot 91}{4} = 1,7 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

Сопротивление энергосистемы определим по формулам 4.22 и 4.23.

$$X_c = \frac{r_{\text{о.уд.}} \cdot L_{\text{ВЛ}}}{n_{\text{ВЛ}}} = \frac{0,42 \cdot 91}{4} = 9,6 \text{ Ом;} \quad (4.22)$$

$$R_c = \frac{X_c}{T_{\text{а.с.}} \cdot \omega} = \frac{352,7}{0,035 \cdot 314} = 32,1 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Используя вычисленные выше параметры, выполним расчеты токов короткого замыкания в программно-вычислительном комплексе RastrWin. Схема замещения для короткозамкнутой цепи представлена на рисунке 4.3.

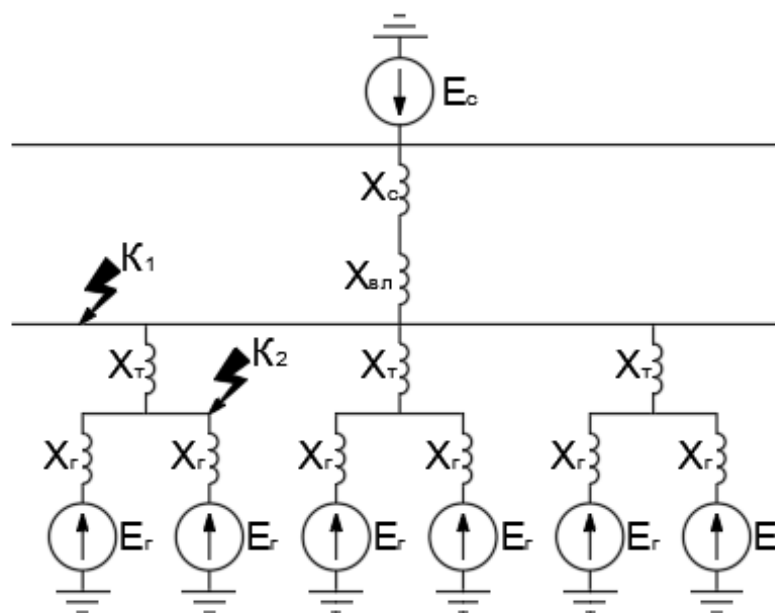


Рисунок 4.3 – Схема для расчета в ПВК RastrWin

Параметры для расчёта представлены в таблицах 4.6 – 4.8.

Таблица 4.6 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	$U_{\text{ном}}$, кВ
зак	1	Генератор 1	13,8
зак	2	Генератор 2	13,8
зак	3	Генератор 3	13,8
у	4	Генератор 4	13,8
у	5	Генератор 5	13,8
у	6	Генератор 6	13,8
у	7	Блок 1	13,8
у	8	Блок 2	13,8
у	9	Блок 3	13,8
у	10	КРУЭ	242
у	11	Энергосистема	230

Таблица 4.7 – Исходные данные по ветвям

Тип	$N_{\text{нач}}$	$N_{\text{кон}}$	R	X	$k_{\text{тр}}$	$r_{\text{о.уд.}}$	$x_{\text{о.уд.}}$
Выключатель	1	7	-	-	-	-	-
Выключатель	2	7	-	-	-	-	-
Выключатель	3	8	-	-	-	-	-
Выключатель	4	8	-	-	-	-	-
Выключатель	5	9	-	-	-	-	-
Выключатель	6	9	-	-	-	-	-
Трансформатор	7	10	0,5	23,3	0,06	-	-
Трансформатор	8	10	0,5	23,3	0,06	-	-
Трансформатор	9	10	0,5	23,3	0,06	-	-
Воздушные линии	10	11	1,7	9,6	-	0,075	0,42

Таблица 4.8 – Исходные данные по источникам ЭДС

Название	№ узла	R_1	X_1	R_1	X_1	R_1	X_1	E
Генератор 1	1	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Генератор 2	2	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Генератор 3	3	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Генератор 4	4	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Генератор 5	5	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Генератор 6	6	0,03	0,42	0,03	0,42	0,03	0,42	15,59
Энергосистема	11	32,1	352,7	32,1	352,7	32,1	352,7	230

В таблице 4.9 приведены обработанные результаты вычислений.

Таблица 4.9 – Рассчитанные токи короткого замыкания

Место короткого замыкания	$I_{по}$, кА	$I_{уд}$, кА
К1 – КРУЭ (1ф)	23,71	58,72
К1 – КРУЭ (3ф)	9,84	18,62
К2 – Генератор (3ф)	41,52	105,74

4.8 Выбор электрических аппаратов

4.8.1 Расчёт токов по условиям рабочего и утяжелённого режимов

Наибольший расчетный ток для присоединений генераторов определяется при работе с номинальной мощностью при сниженном на 5% напряжении по формуле 4.24.

$$I_{раб.мах} = 1,05 \cdot I_{НОМ} = 1,05 \cdot 4,19 = 4,40 \text{ кА.} \quad (4.24)$$

Номинальный ток трансформатора, включенного в блок с двумя генераторами, определяем по формуле 4.25.

$$I_{раб.норм} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 1,05 \cdot \frac{200}{1,73 \cdot 242} = 0,5 \text{ кА.} \quad (4.25)$$

Ток в нормальном режиме через ВЛ рассчитывается по формуле 4.26.

$$I_{ВЛ.раб} = \frac{6 \cdot S_{ГНОМ}}{\sqrt{3} \cdot n_w \cdot U_{ВН}} = \frac{600}{1,73 \cdot 4 \cdot 242} = 0,36 \text{ кА.} \quad (4.26)$$

Ток в утяжеленном режиме через ВЛ определяем по формуле 4.27.

$$I_{ВЛ.мах.раб} = \frac{6 \cdot S_{ГНОМ}}{\sqrt{3} \cdot (n_w - 1) \cdot U_{ВН}} = \frac{600}{1,73 \cdot (3 - 1) \cdot 242} = 0,48 \text{ кА.} \quad (4.27)$$

Ток присоединения отпаечного трансформатора собственных нужд рассчитаем по формуле 4.28.

$$I_{тсн.раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = 1,05 \cdot \frac{6,3}{1,73 \cdot 13,8} = 0,28 \text{ кА.} \quad (4.28)$$

4.8.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения

В качестве генераторного аппарата выбираем генераторный комплекс КАГ-20 производства АО ВО «Электроаппарат». Произведем расчеты по формулам 4.29 – 4.31 и сравним их с паспортными данными аппарата.

$$I_{а.т.} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)} \cdot e^{-\frac{0,03}{T_{а.г}}} = \sqrt{2} \cdot 41,52 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,045}} = 33,25 \text{ кА;} \quad (4.29)$$

$$B_{к.расч} = I_{по}^2 (t_{отк} + t_{рз}) = 41,52^2 \cdot 0,04 = 68,96 \text{ кА}; \quad (4.30)$$

$$\beta_{расч} = \frac{I_{а.т.}}{\sqrt{2} \cdot I_{по}^{(3)}} \cdot 100 \% = \frac{33,25}{\sqrt{2} \cdot 41,52} \cdot 100 \% = 56,8 \%. \quad (4.31)$$

Паспортные характеристики генераторного комплекса представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сводная таблица по выбору генераторного комплекса

Расчетные параметры	Паспортные данные КАГ-20
$U_{ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{ном} = 8 \text{ кА}$
$I_{по} = 41,52 \text{ кА}$	$I_{отк} = 90 \text{ кА}$
$I_{уд} = 105,74 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 230 \text{ кА}$
$B_{к.расч} = 68,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$\beta_{расч} = 56,8 \%$	$\beta_{ном} = 90\%$

В состав генераторного распределительного устройства входят: элегазовый выключатель типа ВГГ-90/8000, разъединитель трехполюсный, заземлители, трансформаторы тока и напряжения и ограничитель перенапряжения нелинейный. Все перечисленное оборудование включается в один заводской комплекс и не требует проверки на термическую стойкость.

4.8.3 Выбор электрооборудования для высокого напряжения

Для КРУЭ 220 кВ будут использоваться ячейки ЯГГ-220 производства АО ВО «Электроаппарат».

Параметры выбранного оборудования для КРУЭ 220 кВ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору аппаратов КРУЭ 220 кВ

Расчетные параметры	Паспортные данные ЯГГ-220-50/3150
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} = 0,48 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,15 \text{ кА}$
$I_{по} = 13,17 \text{ кА}$	$I_m = 50 \text{ кА}$
$I_{уд} = 32,62 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$

Для сети высокого напряжения выбираем электромагнитные трансформаторы тока типа ТГМ-220 и электромагнитные трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-220.

Паспортные данные представлены в таблицах 4.12 – 4.13.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчетные параметры	Паспортные данные ТГМ-220
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 0,48 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$B_{\text{к.расч}} = 6,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 27000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.13 – Данные трансформатора напряжения

$U_{\text{перв}}, \text{кВ}$	$U_{\text{вторич}}, \text{кВ}$	$U_{\text{макс.раб}}, \text{кВ}$	Класс точности
220	$0,1/\sqrt{3}$	252	0,2

В качестве защиты трансформатора со стороны от превышения напряжения, защиты ВЛ и шин, выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп-220/176/10/500 УХЛ1 от изготовителя ООО «Разряд-М».

Выбираем конденсатор связи типа КСА-220-3,2 УХЛ1, емкостью 3,2 мкф от изготовителя ООО «Росэнергосервис».

Выбираем высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,25 УХЛ1, индуктивностью 0,25 мГн, от изготовителя ЗАО НПП «Электронные информационные системы»

Абсолютно всё перечисленное выше оборудование изготавливается на территории Российской Федерации.

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС.

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

На главном генераторе ГГ СВ-1070/145-52:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-250000/220/13,8:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне низшего напряжения;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения;
- Реле тока охлаждения;

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения;

На линиях электропередачи 220 кВ:

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

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты блока генератор-трансформатор Буренской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

5.2.1 Расчёт продольной дифференциальной защиты генератора

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 4190 \text{ А}$.

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

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{СР.0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима по формуле 5.1.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4190 = 209,5; \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия формулы 5.2.

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot 4190 = 419 \text{ А}; \quad (5.2)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{СР.0}} = 630 \text{ А}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании рассчитаем по формуле 5.3.

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}; \quad (5.3)$$

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

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

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

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

Максимальный ток определяем по формуле 5.4.

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{Г}}''}{x_{\text{д}}''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,14}{0,22} \cdot 4190 = 21711,82 \text{ А}; \quad (5.4)$$

Рассчитаем ток небаланса (формула 5.3).

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 21711,82 = 2171,18 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается по формуле 5.5.

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{2171,18 \cdot 2}{21711,82} = 0,2; \quad (5.5)$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,4$.

3) Уставка начального торможения определяется по формуле 5.6.

$$I_{НТ} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5. \quad (5.6)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие формулы 5.7.

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5. \quad (5.7)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$.

Для надёжной работы при больших токах К.З. в зоне действия предусматривается отсечка с током срабатывания, найденная по формуле 5.8.

$$I_{отс} = (2 \div 12) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 4190 = 25140 \text{ А}. \quad (5.8)$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты представлена на рисунке (5.1).

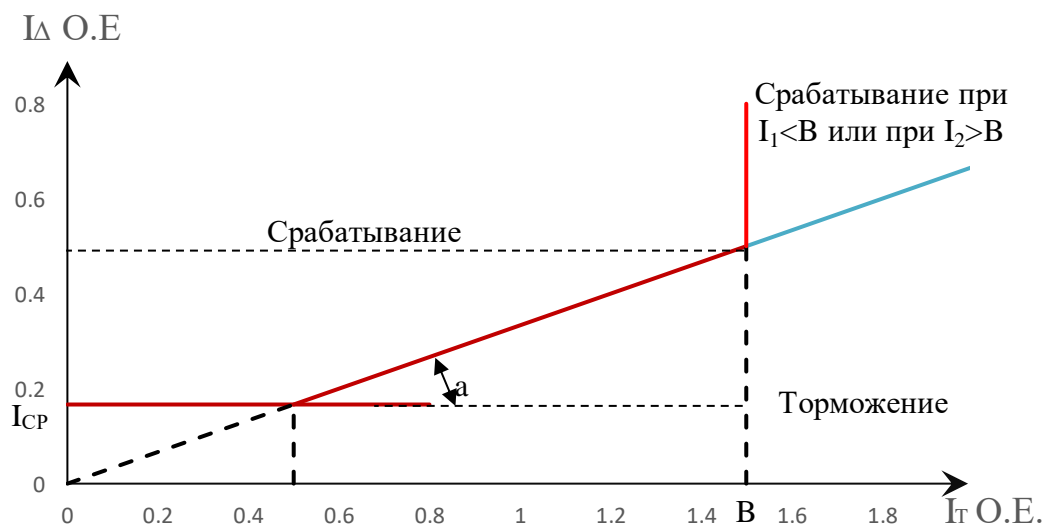


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения 5.9.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{218,86}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 1,44 \text{ В}; \quad (5.9)$$

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

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) 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.

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

5.2.3 Защита от повышения напряжения

1) Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается из формулы 5.10.

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.10)$$

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

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

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается по формулы 5.11.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.11)$$

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.

5.2.4 Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора

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, определяемый по формуле 5.12.

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}; \quad (5.12)$$

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 обратной последовательности в первичной цепи генератора характеризуется выражением 5.13.

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{*2}^2}; \quad (5.13)$$

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).

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

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа, используя формулу 5.14 при $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.14)$$

Уставку рассчитываем по формулам 5.15 и 5.16.

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15; \quad (5.15)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4,19 = 0,63 \text{ кА}. \quad (5.16)$$

Допустимая длительность перегрузки перегрузки определяется по формуле 5.13.

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

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением 5.17.

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.17)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Длительность протекания токов обратной последовательности

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_N	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,18
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500	600

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканиях представлена на рисунке 5.2.

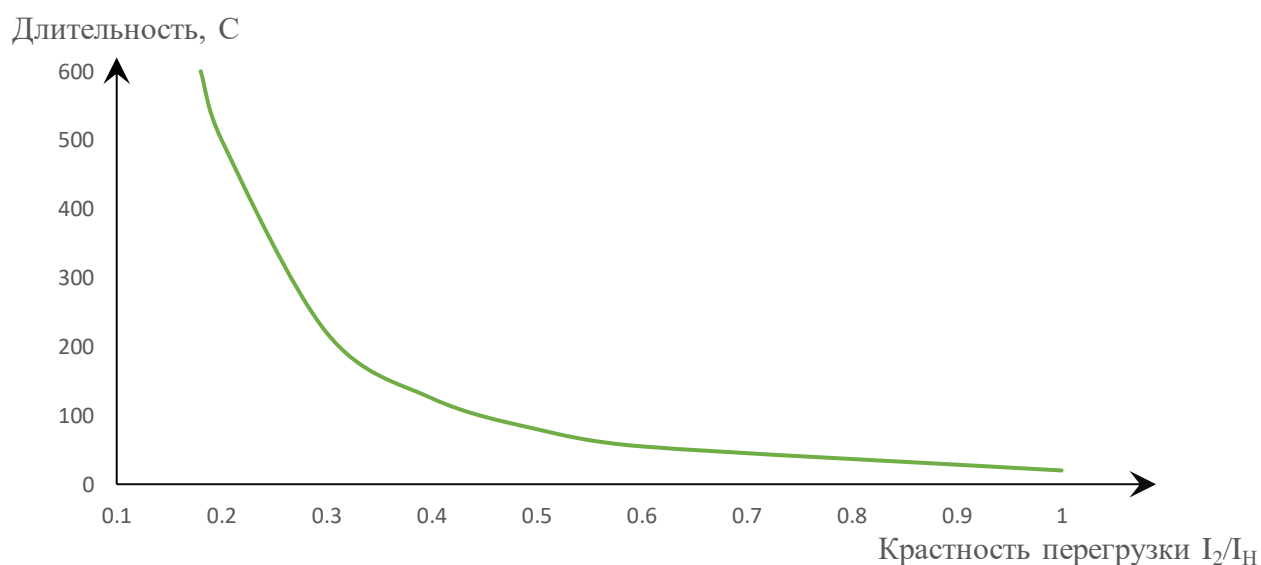


Рисунок 5.2 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

4) Орган токовой отсечки (I_{20TC}) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ.

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

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ на шинах высшего напряжения (уравнение 5.18).

$$I_{2С.З.}^* = \frac{1}{1,1 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_{2d\text{ВН}} + 2 \cdot X_T)} \quad (5.18)$$

Сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к стороне высшего напряжения, определяется по формуле 5.19.

$$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 67,65. \quad (5.19)$$

Сопротивление обратной последовательности генератора, приведенное к стороне высшего напряжения, вычисляется по формуле 5.20.

$$X_{2\text{ВН}} = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 67,65. \quad (5.20)$$

Сопротивление трансформатора определим по формулам 5.21 и 5.22.

$$X_T = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{250} = 0,044. \quad (5.21)$$

$$I_{2С.З.}^* = \frac{1}{1,1 \cdot (67,65 + 67,65 + 2 \cdot 0,044)} = 0,0067 \text{ о. е.} \quad (5.22)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения рассчитаем по формуле 5.23.

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0067 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,23 \text{ о. е.} \quad (5.23)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линии 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов (уравнение 5.24).

$$I_{2С.З.}^* = \frac{1}{2,2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_T + X_L)} = \frac{1}{166,4} = 0,006 \text{ о. е.} \quad (5.24)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения вычисляется по формуле 5.25.

$$I_{2C.3.} = I^*_{2C.3.} \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,006 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,21 \text{ о. е.} \quad (5.25)$$

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

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

5.2.5 Дистанционная защита от внешних коротких замыканий

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 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 (формула 5.25).

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 23,3 + \frac{0,8}{3} \cdot 9,6 = 21,2 \text{ Ом}; \quad (5.25)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к ВН;

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора, рассчитываем по формуле 5.26.

$$Z_{1 \text{ о. е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{200}{250} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{100}{242^2} \cdot 9,6 = 0,075 \quad (5.26)$$

Z_1 в первичных Омах считаем по формуле 5.27.

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о. е.}} \cdot Z_6 = 0,075 \cdot 1,9 = 0,14 \text{ Ом} \quad (5.27)$$

$$\text{где } Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{100} = 1,90.$$

Уставка рассчитывается по формуле 5.28.

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,14 \cdot \frac{5000/5}{13,8/0,1} = 1 \text{ Ом.} \quad (5.28)$$

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

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, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

2) Принимаем $\Delta Z = 40 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме определяется по формуле 5.29.

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4190} = 1,90 \text{ Ом} \quad (5.29)$$

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

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2 \cdot I_{В.Н.}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_H$ (без учета насыщения) по формуле 5.30.

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ} - 0,95}{I_{В.Х.Х.}}}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1435 - 0,95}{810}}{1,1} = 2,35; \quad (5.30)$$

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

x_d – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме определим по формуле 5.31.

$$Z_{НАГР.\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,35} = 0,4 \text{ о.е.} \quad (5.31)$$

Коэффициент мощности нагрузки рассчитаем по формуле 5.32.

$$\cos\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,35} = 0,36. \quad (5.32)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 68,9^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты в относительных единицах вычисляем по формуле 5.33.

$$Z_{C\text{ ЗИ}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,4}{1,1} = 0,36 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

Сопротивление срабатывания защиты в Омах найдём по формуле 5.34.

$$Z_{C\text{ ЗИ}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,36 \cdot \frac{13,8^2}{100} = 0,68 \text{ Ом.} \quad (5.34)$$

Значение уставки определим по формуле 5.35.

$$Z_{C\text{ ЗИ}} = \frac{Z_{C\text{.З.И}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,68 \cdot 6000 / 5}{13,8 / 0,1} = 5,91 \text{ Ом.} \quad (5.35)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 5,91 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности - 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{CM1}} = 0,02 \text{ Ом}$, $Z_{\text{CM2}} = 0,1 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей трансформаторов собственных нужд, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей гидрогенератора.

5.2.6 Защита от симметричных перегрузок статора

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 определяется по формуле 5.36.

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{H}} \cdot I_{\text{H}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{H}} = 4,48 \text{ кА.} \quad (5.36)$$

где $K_{\text{H}} = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа определяется по формуле 5.37.

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 4,61 \text{ кА.} \quad (5.37)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Уставка интегрального органа

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.3.

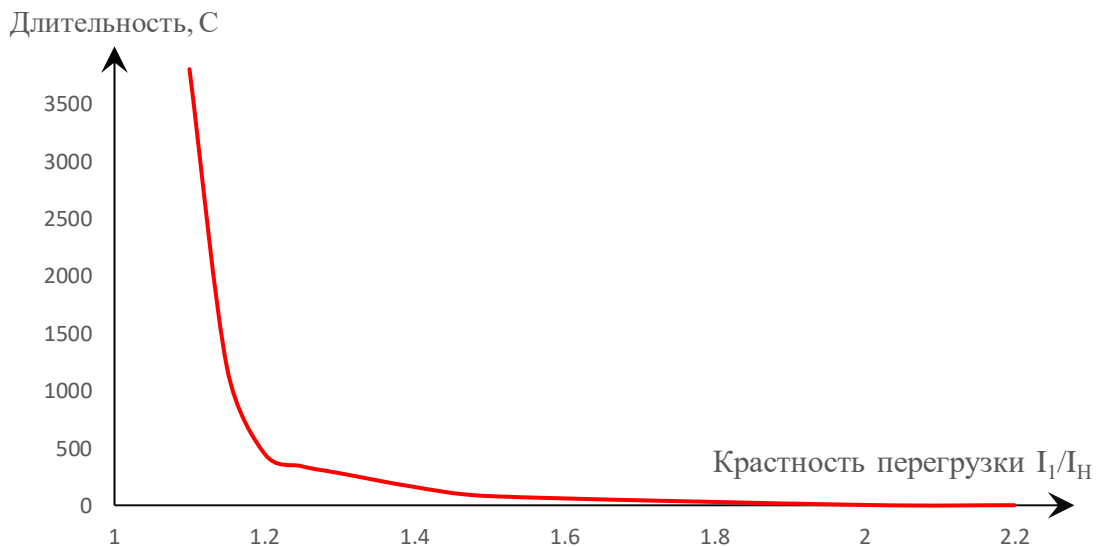


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки считается по формуле 5.38.

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 6,41 \text{ кА.} \quad (5.38)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания определяется по формуле 5.39.

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13,8 / 0,1} = 66 \text{ В.} \quad (5.39)$$

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

5.2.7 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 рассчитывается в формуле 5.40.

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot 1435 = 1535,45 \text{ А.} \quad (5.40)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового рассчитывается по формуле 5.41.

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot 1435 = 1578,5 \text{ А.} \quad (5.41)$$

3) Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность, С	∞	250	180	160	120	90	72	45	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.4.

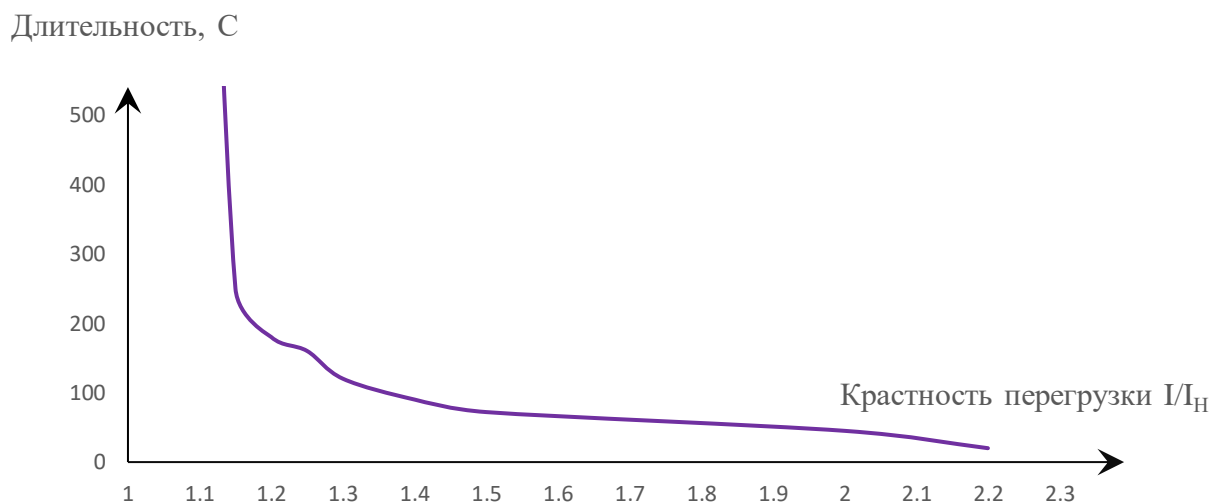


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки рассчитывается по формуле 5.42.

$$I_{P \text{ отс.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,24 \cdot 1435 = 3221,43 \text{ А.} \quad (5.42)$$

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

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Состав сооружения

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

По высоте – III класс, по установленной мощности – II класс. По числу постоянно проживающих людей ниже створа плотины – II класс, это обусловлено тем, что ниже по течению реки Малый Енисей находятся посёлок Усть-Бурен, населением в 517 человек в 10 км от створа, что соответствует числу человек, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения в диапазоне от 500 до 3000. По наибольшему классу ответственности, данное гидротехническое сооружение относится ко II классу.

6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины ∇ ГГП принимаем величину, вычисленную по формуле 6.1.

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

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

Превышение рассчитывается по формуле 6.2.

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

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,6\text{ м}$ – конструктивный запас для I класса.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле 6.3.

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 3600}{9,81 \cdot 20} = 0,015 \text{ м}; \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, рассчитываемый по формуле 6.4;

$V_w = 20 \text{ М/с}$ – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 3600 \text{ м}$ – длина разгона волны;

$\alpha = 0^\circ$ – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра;

d – условная расчетная глубина воды (формула 6.5).

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 2,1 \cdot 10^{-6} \text{ М/с.} \quad (6.4)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{753 - 713}{2} = 20 \text{ м} \quad (6.5)$$

Средняя длина волны рассчитывается по формуле 6.6.

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,06^2}{2 \cdot 3,14} = 14,627 \text{ м} \quad (6.6)$$

Проверяем условие формулы 6.7.

$$d > 0,5\lambda_d \quad (6.7)$$

$$20 > 0,5 \cdot 14,627$$

Определяем высоту волны 1% обеспеченности по формуле 6.8.

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,693 \cdot 2,1 = 1,46 \text{ м} \quad (6.8)$$

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

Высота наката волн на откос 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяют по формуле 6.9.

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,9 \cdot 1,46 = 3,495 \text{ м} \quad (6.9)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэфф-ты шероховатости и проницаемости;

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, при коэффициенте откоса $ctg\varphi=2$;

$k_{run} = 1,8$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\frac{\lambda_d}{h_{1\%}} = 11,07$ на глубокой воде.

Отметка гребня плотины рассчитывается в формулах 6.10 и 6.11.

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 3,495 + 0,015 + 0,6 = 4,11 \text{ м} \quad (6.10)$$

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 753 + 4,11 = 757,11 \text{ м} \quad (6.11)$$

6.1.3 Определение ширины водосливного фронта

При полученных напорах больше минимального напора паводок может быть пропущен через гидроагрегаты ГЭС, и необходимо определить расходы через один гидроагрегат для основного и поверочного расчетного случая по формулам 6.12 – 6.14.

$$Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta} = \frac{80000}{9,81 \cdot 33,9 \cdot 0,928} = 259,22 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

$$Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9,81 \cdot H_{\text{пов}} \cdot \eta} = \frac{80000}{9,81 \cdot 34,4 \cdot 0,928} = 255,46 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{max}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{ГА}} = 2000,7 - 5 \cdot 259,22 = 704,60 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.14)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружения;

n - количество агрегатов.

Ширина водосливного фронта рассчитывается по формуле 6.15.

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}} = \frac{704,60}{38,13} = 18,48 \text{ м}; \quad (6.15)$$

где $q_{\text{в}}$ – удельный расход на водосливе, найденный по формуле 6.16.

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}} = 1,25 \cdot 30,5 = 38,13 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.16)$$

где $q_{\text{р}}$ – удельный расход на рисберме, найденный по формуле 6.17.

$$q_{\text{р}} = [v_{\text{h}}] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 6,1 = 30,5 \text{ м}^2/\text{с}; \quad (6.18)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн.max}}$;

$[v_{\text{h}}]$ – допустимая скорость на рисберме, принимаемая в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (для скальных 5-6м).

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому вычисленное по формуле 6.19 значение округляют в большую сторону.

$$B = b \cdot n = 10 \cdot 2 = 20 \text{ м}; \quad (6.19)$$

где $n = 2$ – число пролетов;

$b = 20\text{ м}$ – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом.

6.1.4 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} . Используем формулы 6.19 и 6.20.

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{704,60}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,41\text{ м}; \quad (6.19)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{704,60}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,74\text{ м} \quad (6.20)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления.

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле 6.21.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}^{\text{очн}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{6,41}{10} = 0,93 \quad (6.21)$$

где $\xi = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от формы верховой грани быка.

Напор на гребне водослива определим по формуле 6.22.

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,74 - \frac{1,1 \cdot 0,77^2}{2 \cdot 9,81} = 6,71\text{ м}; \quad (6.22)$$

где V_0 – скорость подхода потока к водосливу, которая рассчитывается по формуле 6.23.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\text{ВНПУ} - \text{ВДНА})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{704,60}{(753 - 713)(20 + (2-1) \cdot 3)} = 0,77\text{ м/с}; \quad (6.23)$$

где $\delta_B = 3\text{ м}$ – толщина быка

Отметку гребня водослива определяют по формуле 6.24.

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 753 - 7 = 746 \text{ м}; \quad (6.24)$$

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

Отметку верха быка вычисляют по формуле 6.25.

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 746 + 1,6 \cdot 7 = 757,2 \text{ м}; \quad (6.25)$$

Отметка всего гидроузла определяется большей между отметкой гребня грунтовой плотины и гребнем быка. Так как отметка гребня грунтовой плотины выше, то отметка всего гидроузла принимается равной этой отметке, то есть 757,2 м.

6.1.5 Проверка пропуска проверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая по формулам 6.26 - 6.28.

$$H_{01пов.} = \left(\frac{Q_{р.пов.}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1087,28}{0,49 \cdot 20 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,56 \text{ м}. \quad (6.26)$$

$$Q_{р.пов.} = Q_{max}^{пов.} - Q_{ГЭС} - Q_c = 1087,28 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.27)$$

где $Q_c = 1632,08 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход, сбрасываемый через донные отверстия

$$H_{02пов.} = \left(\frac{Q_{рпов.}}{m\epsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1087,28}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 20 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,184 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Напор на гребне водослива находим по формуле 6.29.

$$H_{пов.} = H_{02пов.} - \frac{\alpha v_{0пов.}^2}{2g} = 9,184 - \frac{1,1 \cdot 1,15^2}{2 \cdot 9,81} = 9,109 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Скорость потока на подходе к водосливу определяем по формуле 6.30.

$$V_{0пов.} = \frac{Q_{р.пов.}}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ДНА})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{1087,28}{(754 - 713)(20 + (2-1) \cdot 3)} = 1,15 \text{ м/с}. \quad (6.30)$$

Определяется расчетная отметка форсированного подпорного уровня по формуле 6.31.

$$\nabla\Phi_{\text{ПУ}_p} = \nabla\Gamma_B + H_{\text{пов}} = 746 + 9,109 = 755,109 \text{ м.} \quad (6.31)$$

6.1.6 Построение профиля водослива

Построение профиля плотины производят по схеме практического профиля плотины. По проектному напору определяем координаты оголовка безвакуумного водослива. Табличные координаты x и y умножаем на $H_{\text{ст}}$ и строим кривую А-В на рисунке 6.1. Координаты представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Таблица Кригера-Офицера при $H_{\text{ст}} = 7\text{м}$

x	y
0,0	0,88
0,7	0,25
1,4	0,05
2,1	0,00
2,8	0,04
3,5	0,19
4,2	0,42
4,9	0,70
5,6	1,01
6,3	1,39
7,0	1,79
7,7	2,25
8,4	2,76
9,1	3,33
9,8	3,95
10,5	4,63
11,2	5,35
11,9	6,11
12,6	6,91
13,3	7,76

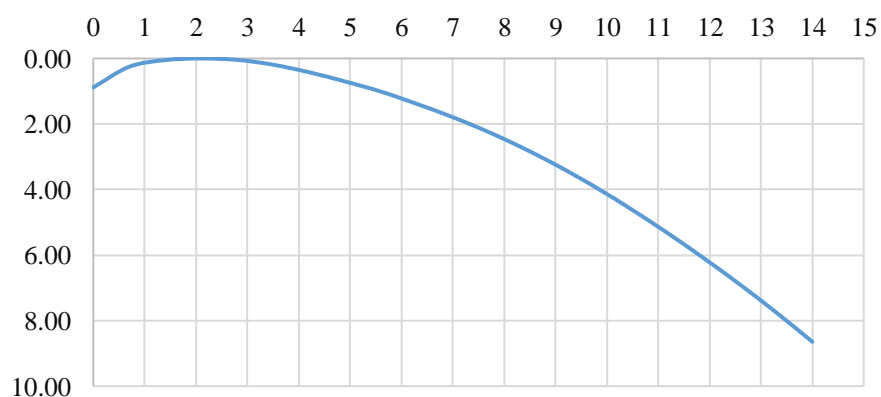


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.2 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом. Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий по формуле 6.32.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2000,7^2}{(20+3)^2 \cdot 9,81}} = 9,47 \text{ м}; \quad (6.32)$$

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

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом определится по формуле 6.33.

$$\xi_{T_0} = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{h_{кр}} = \frac{753 - 713}{9,47} = 4,23 \quad (6.33)$$

В зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем: $\xi_c = 0,35$; $\xi_c'' = 2,3$.

Вычисляем сопряженные глубины по формулам 6.34 и 6.35.

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,4 \cdot 9,47 = 3,79 \text{ м}. \quad (6.34)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{кр} = 2,1 \cdot 9,47 = 19,89 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Глубина в НБ $h_{НБ} = 6,1 \text{ м}$, $h''_c > h_{НБ}$, следовательно, прыжок отогнанный, необходимо предусмотреть гасители энергии потока. Далее произведён расчёт гашения энергии способом свободно отброшенной струи.

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы

Гравитационную плотину на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты. Теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

Высота плотины определяется по формуле 6.36.

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 753 - 710 = 43 \text{ м}. \quad (6.36)$$

Отметка подошвы определяется по формуле 6.37.

$$\nabla\text{ПОД} = \nabla\text{ДНА} - 3 = 713 - 3 = 710 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Произведем расчеты для $n = 0,1$:

Ширина подошвы плотины из условия недопущения растягивающих напряжений рассчитывается по формуле 6.38.

$$B'_n = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}} = \frac{43}{\sqrt{\frac{24}{10}(1-0,1)+0,1(2-0,1)-0,5}} = 31,61 \text{ м;} \quad (6.38)$$

где $\alpha_1 = 0,5$ – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счёт устройства противофильтрационных завес и дренажей;

ρ_w – плотность воды;

ρ_6 – плотность бетона

Ширина подошвы плотины из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию рассчитывается по формуле 6.39.

$$B''_n = \frac{\gamma_n h}{tg\varphi\left(\frac{\rho_6}{\rho_w}+n-\alpha_1\right)} = \frac{1,2 \cdot 43}{tg39^\circ\left(\frac{24}{10}+0,1-0,5\right)} = 32,25 \text{ м;} \quad (6.39)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины, $\gamma_n = 1,2$ для I I класса;

$\varphi = 39^\circ$ – угол внутреннего трения для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон-скала. Основание плотины сложено крепкими магматическими гранитами.

В таблице 6.2 представлены величины, необходимые для определения ширины подошвы.

Таблица 6.2 – Определение ширины подошвы

n	B'_n , м	B''_n , м
0,1	31,61	32,25
0,2	32,23	30,71
0,3	33,08	29,32
0,4	34,21	28,04

По рисунку 6.2 определена ширина подошвы: 31.8 м.

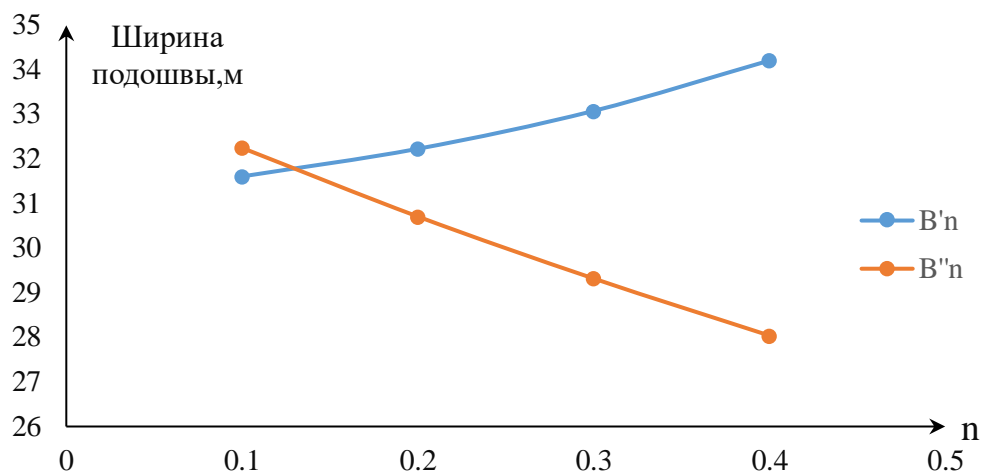


Рисунок 6.2 – Определение ширины подошвы

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах со скальным основанием устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно – усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Принимаем в водосливной плотине шов, проходящий через бык. Тогда размер секции определим по формуле 6.40.

$$l_c = b + \delta_6 = 10 + 3 = 13 \text{ м.} \quad (6.40)$$

6.3.3 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов и стационарных подъемных механизмов, а также для создания водосливных секций,

Форма быков в плане со стороны верхнего бьефа плавная.

Толщина быка равна 3м. Пазовый перешеек назначаем равным 0,8м.

Пазы рабочих затворов располагают обычно на линии гребня водослива, ширина паза составляет 2м. пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой для уменьшения попадания брызг отбрасываемой струи на здание ГЭС.

6.3.5 Галереи

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа принимаются с минимальными размерами, но при этом обеспечивающими транспортирование оборудования и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Ширина галереи – 3м, высота – 4м. В теле плотины устроена смотровая галерея шириной 2м, высотой 2,5м.

6.3.6 Элементы подземного контура плотины

Цементационная завеса необходима для ограничения фильтрационного давления на плотину. Их применяют на скальном основании.

Толщина фильтрационной завесы определяется по формуле 6.41.

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{кр.т}} = \frac{23,4 \cdot 1,2}{15} = 1,872 \text{ м}; \quad (6.41)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности, принимается в зависимости от класса сооружения;

$\Delta H_3 = 23,4$ м – потери напора на завесе;

$J_{кр.т} = 15$ – критический градиент напора на завесе для скальных грунтов.

Максимальный напор определяем по формуле 6.42.

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 753 - 714 = 39 \text{ м}; \quad (6.42)$$

где $\nabla_{УНБ_{min}}$ – отметка уровня НБ при $Q_{с.п} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$

Потери напора на завесе рассчитаем по формуле 6.43.

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_{ас} = 39 - 11,7 = 27,3 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы определяем по формуле 6.44.

$$l_3 = (0,05 \div 0,1) B_n = (0,05 \div 0,1) \cdot 31,8 = 1,59 \div 3,18 \text{ м}; \quad (6.44)$$

где $B_n = 31,8$ м – ширина подошвы плотины.

Принимаем $l_3 = 3$ м

Глубина цементационной завесы определяем по формуле 6.45.

$$h_3 = (0,5 \div 0,8)H_{max} = (0,5 \div 0,8) \cdot 39 = 19,5 \div 31,2 \text{ м}; \quad (6.45)$$

Принимаем $h_3 = 25,4 \text{ м}$

Дренажное устанавливается после цементационной завесы для ограничения фильтрационного давления на плотину.

Дренаж в основании выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 2 м. Отвод фильтрационной воды осуществляется насосами. Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимаем 6м. Глубина скважин определяется по формуле 6.46.

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_3 = (0,5 \div 0,7) \cdot 25,4 = 12,7 \div 17,78 \text{ м}; \quad (6.46)$$

Принимаем $h_{др} = 15,3 \text{ м}$

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

6.4.1. Статические расчёты плотины

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю – нормальный расчетный случай при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при пропуске минимального расхода по ВХК).

При сборе нагрузок водосливной плотины, нагрузки собирают на 1 погонный метр длины плотины.

6.4.2 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения плотины определена в программе AutoCad: $S_{пл} = 500,73 \text{ м}^2$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле 6.47.

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{500,73 \cdot 10 \cdot 9,81 \cdot 2400}{10 + 3} = 9068,61 \text{ кН/м}; \quad (6.47)$$

где $S_{пл} = 500,73 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения плотины;

$b = 10 \text{ м}$ – ширина пролета;

$\delta_б = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

$\rho_б = 2400 \text{ кг/м}^3$ – плотность бетона.

Вес быка и точка его приложения определена по формуле 6.48.

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{848,25 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{10 + 3} = 4608,72 \text{ кН/м}; \quad (6.48)$$

где $S_6 = S_6 = 848,25 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения быка.
 $\delta_6 = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

Вес плоского затвора определяем по формуле 6.49.

$$Q_3 = 0,055f\sqrt{fg} = 0,055 \cdot 96\sqrt{96} \cdot 9,81 = 507,5 \text{ кН}; \quad (6.49)$$

где f – площадь затвора, определяемая по формуле 6.50.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5)b = (755,1 - 746 + 0,5) \cdot 10 = 96 \text{ м}^2; \quad (6.50)$$

где b – ширина пролета.

Вес затвора приводят к 1 п.м. длины секции по формуле 6.51.

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{507,5}{10+3} = 39,04 \text{ кН/м}. \quad (6.51)$$

6.4.3 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
-со стороны верхнего бьефа по формуле 6.52.

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 43^2}{2} = 9069,35 \text{ кН/м}; \quad (6.52)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 753 - 710 = 43 \text{ м}$

-со стороны нижнего бьефа по формуле 6.53.

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4^2}{2} = 78,48 \text{ кН/м}; \quad (6.53)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 714 - 710 = 4 \text{ м}$

6.4.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эюра взвешивающего давления при плоской подошве представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до подошвы, определяемой по формуле 6.54.

$$p_{взв} = \rho_w g h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4 = 39,24 \text{ кН/м}^2; \quad (6.54)$$

где $h_1 = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под} = 714 - 710 = 4 \text{ м}$

Силу взвешенного давления определяют по формуле 6.55.

$$W_{взв} = \rho_w g S_{эп} = \rho_w g B_n (\nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под}) = 774,9 \text{ кН/м}; \quad (6.55)$$

где $S_{эп} = B_n \cdot (\nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под})$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая

6.4.5 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований может быть построена в соответствии с указаниями СП.

Для основного случая по формулам 6.55 – 6.57.

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 753 - 714 = 39 \text{ м.} \quad (6.55)$$

$$H_{ас} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 39 = 11,7 \text{ м.} \quad (6.56)$$

$$H_{dr} = 0,1 \cdot H_d = 0,1 \cdot 39 = 3,9 \text{ м.} \quad (6.57)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется с помощью программы AutoCAD.

Сила фильтрационного давления определяется по формуле 6.58.

$$W_{\phi} = \rho_w g S_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 132,93 = 1304,04 \text{ кН}; \quad (6.58)$$

где $S_{эп} = 132,93 \text{ м}^2$ – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.4.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань находим по формуле 6.59.

$$p_n = \gamma_n h_n t g^2 (45 - \varphi_n / 2) = 5,01 \text{ кН/м}^2; \quad (6.59)$$

где $\gamma_n = 11 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии

$h_n = 1 \text{ м}$ – толщина слоя наносов

$\varphi_n = 22^\circ$ – угол внутреннего трения наносов

Равнодействующую силу давления наносов найдём по формуле 6.60.

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{5,01 \cdot 1}{2} = 2,505 \text{ кН/м}; \quad (6.60)$$

Активное давление грунта со стороны верхнего бьефа рассчитаем по формуле 6.61.

$$p'_{A.гр} = \gamma_H h_H tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 11 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) = 2,503 \text{ кПа}; \quad (6.61)$$

где $\varphi_{гр} = 39^\circ$ – угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление определяется по формуле 6.62.

$$p''_{A.гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (11 \cdot 1 + 15,09 \cdot 3) tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) = 12,802 \text{ кПа}. \quad (6.62)$$

Удельный вес взвешенного грунта $\gamma_{гр}^{взв}$ найдём по формуле 6.63.

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 25 - (1 - 0,09) \cdot 10 = 15,09 \text{ кН/м}^3; \quad (6.63)$$

где $\gamma_{гр} = 25 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес сухого грунта;

$n_0 = 0,09$ – пористость сухого грунта;

$\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды.

Равнодействующая активного давления грунта с учетом наносов определяется по формуле 6.64.

$$E_{ав} = S_{эп} = \frac{p'_{A.гр} + p''_{A.гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{2,503 + 12,802}{2} \cdot 3 = 22,96 \text{ кН/м}^3. \quad (6.64)$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определим по формуле 6.65.

$$p''_{п.гр} = (\gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 198,98 \text{ кПа}. \quad (6.65)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта определяется по формуле 6.66.

$$E_{пас} = S_{эп} = \frac{p''_{п.гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{198,98}{2} \cdot 3 = 298,47 \text{ кН/м}^3. \quad (6.66)$$

6.4.7 Волновое давление

Равнодействующая сила волнового давления при основном расчетном случае может быть определена по формуле 6.67.

$$W_{\text{волн}} = 0,5\rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 35,667 \text{ кН}; \quad (6.67)$$

где $h_{1\%} = 1,46 \text{ м}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda} = 14,627 \text{ м}$ – средняя длина волны;

Линия действия равнодействующей силы волнового давления определяется по формуле 6.68.

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{14,627}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,46 = 1,782 \text{ м}. \quad (6.68)$$

6.5 Расчёт прочности плотины

Основные нагрузки на платину представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на платину

Обозначение	γ_f	Направление	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	9069,35	14,33	129963,79
T_H	1,0	←	78,48	1,33	-104,38
G_6	0,95	↓	4378,28	6,29	-27521,87
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	8615,18	5,15	-44394,00
$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	774,99	0,00	0,00
W_ϕ	1,0	↑	1304,04	12,73	16595,21
E_H	1,2	→	3,01	3,33	10,01
$E_{\text{пн}}$	0,8	←	238,78	1,00	238,78
$E_{\text{ав}}$	1,2	→	27,55	1,68	46,25
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	35,67	41,22	1470,12
q_3	0,9	↓	35,14	11,77	-413,55

Расчет крайних напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п.м.) выполняют по формулам 6.69 – 6.78.

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6\Sigma M}{B_n^2} = -\frac{24560,45}{31,8} + \frac{6 \cdot 75890,36}{31,8^2} = -322,06 \text{ кН/м}^2; \quad (6.69)$$

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

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -322,06 - 430 = -430 \text{ кН/м}^2; \quad (6.70)$$

где $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 753 - 710 = 43 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = tg \alpha_1$$

α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $tg \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (10 \cdot 43 - 322,06) \cdot 0 = 0. \quad (6.71)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -322,06 \text{ кН/м}^2. \quad (6.72)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 43 = -430 \text{ кН/м}^2. \quad (6.73)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6\Sigma M}{B_n^2} = -\frac{24560,45}{31,8} - \frac{6 \cdot 75890,36}{31,8^2} = -1222,62 \text{ кН/м}^2. \quad (6.74)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -501,96 \text{ кН/м}^2; \quad (6.75)$$

где $H_d^t = 4 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$m_t = tg \alpha_2 = tg 32^\circ = 0,63$$

$\alpha_2 = 32^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = 739,14 \text{ кН/м}^2. \quad (6.76)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -1684,58 \text{ кН/м}^2. \quad (6.77)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 4 = -40 \text{ кН/м}^2; \quad (6.78)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верхней и нижней граней, кН/м^2 ;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно, у верховой и низовой граней, $\text{кН}/\text{м}^2$;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно, у верховой и низовой граней плотины, $\text{кН}/\text{м}^2$;

σ_c^u – нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верхней грани, $\text{кН}/\text{м}^2$;

N – нормальная сила, равная сумме проекции на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

ΣM – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

B_d – ширина подошвы;

m_u, m_t – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения;

H_d^u, H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны верхнего и нижнего бьефа;

δ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

α – угол между плоскостью верховой грани и вертикалью;

Полученные напряжения сведем в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	$\text{кН}/\text{м}^2$	Напряжение	$\text{кН}/\text{м}^2$
σ_y^u	-322,06	σ_y^t	-1222,62
σ_x^u	-430,00	σ_x^t	-501,96
τ_{xy}^u	0,00	τ_{xy}^t	739,14
σ_1^u	-322,06	σ_1^t	-40,00
σ_3^u	-430,00	σ_3^t	-1684,58

6.5.1 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение условий 6.79 – 6.81.

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b; \quad (6.79)$$

где $R_b = 2800 \text{кН}/\text{м}^2$ – расчетное сопротивление бетона сжатию (марка В5)

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок;
 $\gamma_c = 0,9$ – коэффициент условия работы.

Таким образом, величина главного напряжения и прочность бетона класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями, удовлетворяют приведенному выше условию.

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\begin{aligned} \sigma_y^u &< 0. \\ -322,06 &< 0 \end{aligned} \quad (6.80)$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u. \quad (6.81)$$

$$|-322,06| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 43$$

$$322,06 \geq 107,5$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Буренской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА).

На основании выше перечисленного и акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Буренской ГЭС

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии 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.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Буренской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности. На ГЭС организуется кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;

- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Буренской гидроэлектростанции;

- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.1 Обеспечение безопасного выполнения работ

1. Перед приемом смены дежурный машинист гидроагрегата:

приводит в порядок спецодежду. Рукава и полы спецодежды следует застегнуть на все пуговицы, волосы убрать под каску. Одежду необходимо заправить так, чтобы не было свисающих концов или развевающихся частей. Не допускается засучивать рукава спецодежды;

проверяет на рабочем месте наличие и исправность сигнализации, инструмента, средств защиты, электрического фонаря, средств пожаротушения, плакатов или знаков безопасности;

докладывает о замечаниях и нарушениях и готовности к приему смены вышестоящему дежурному персоналу, расписывается в оперативном журнале и оперативной схеме.

2. Необходимо проверить исправность и пригодность средств защиты и приспособлений:

дату следующего испытания (срок годности определяется по штампу).

3. Необходимо проверить наличие и исправность инструмента, который должен соответствовать следующим требованиям:

рукоятки плоскогубцев, острогубцев и кусачек должны иметь защитную изоляцию;

рабочая часть отвертки должна быть правильно заточена, на стержень надета изоляционная трубка, оставляющая открытой только рабочую часть отвертки (10мм);

гаечные ключи должны иметь параллельные губки, их рабочие поверхности не должны иметь сбитых скосов, а рукоятки - заусенцев;

рукоятка молотка должна иметь по всей длине овальную форму, не иметь сучков и трещин, плотно укрепляться в инструменте.

4. Рабочий инструмент следует хранить в переносном инструментальном ящике или монтерской сумке.

5. Должны применяться переносные светильники только заводского изготовления. У ручного переносного светильника должна быть металлическая сетка, крючок для подвески и шланговый провод с вилкой.

6. Средства защиты, приборы, инструмент и приспособления с дефектами или истекшим сроком испытания необходимо изъять и сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

7.2.2 Требования безопасности во время работы

1. При выполнении работ запрещается приближаться к не огражденным токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояния, менее указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Допустимые расстояния до токоведущих частей

Напряжение, кВ	Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений от временных ограждений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, м
До 1	0,6	1,0
1-35	0,6	1,0
500	3,5	4,5

2. При осмотрах электроустановок выше 1000 В запрещается входить в помещения и камеры, не оборудованные ограждениями, или барьерами. Осмотр нужно проводить без проникновения за ограждения и барьеры.

При осмотрах электроустановок до 1000 В разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

3. Осмотр электрооборудования в ОРУ, где напряженность электрического поля более 5 кВ/м, следует производить по разработанным маршрутам оборудованным защитными экранами.

4. При подъеме на оборудование и конструкции, расположенные в зоне влияния электрического поля, напряженностью 5 кВ/м и выше должны применяться СИЗ – экранирующие костюмы.

5. Переносные и передвижные экранирующие устройства должны быть заземлены на месте их установки гибким медным проводом.

6. Во время проведения осмотров запрещается производить переключения, снимать плакаты и ограждения, выполнять какую-либо работу или уборку.

7. При работах на участках отключенных токоведущих частей их необходимо заземлять.

8. Операции по наложению и снятию переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках, в электроустановках напряжением выше 1000 В - с применением изолирующей штанги.

9. Все работы в электроустановках выполняются по наряду, распоряжению или в порядке текущей эксплуатации.

10. Прежде чем включать или выключать разъединители (отделители), производят их внешний осмотр. Разъединители, привод и блокирующие устройства не должны иметь повреждений, препятствующих выполнению операций.

11. Для предотвращения неправильных операций с разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных распределительных устройств (КРУ) и с заземляющими ножами распределительных устройств (РУ) станции они должны быть оборудованы блокировками.

12. При отсутствии в электроустановке блокировочных устройств или при неисправности блокировки хотя бы на одном присоединении, а также при сложных переключениях, независимо от состояния блокировочных устройств, оперативные переключения проводятся по бланкам переключений.

13. При пуске вращающихся механизмов следует находиться на безопасном расстоянии от них.

14. Подготовка рабочих мест в соответствии с требованиями наряда и допуск бригад проводится только после получения разрешения от НСС.

7.3 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.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, 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 Буренской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка персонала;
- 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 Буренскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпульты помещения.

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 дренажные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах.

Из опыта эксплуатации масляных трансформаторов видно, что при возникновении КЗ внутри трансформатора, возможен его взрыв с последующим возгоранием, приводящий к человеческим жертвам, материальному ущербу. Поэтому для силовых трансформаторов обязательной к установке является современная защита с разрывным диском и маслосливной емкостью, которая позволит предотвратить возникновение таких последствий при внутренних КЗ на трансформаторах. Подобную защиту также целесообразно установить на трансформаторах собственных нужд станции.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен выполняться обход.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4 – 6 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями не допускается. Проходы между секциями осуществляются

посредством установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены секционными задвижками. Трубопроводы заполняются водой, расположены в помещениях открыто с температурой не менее +5°C. ЗПУ устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируется: пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого ЗПУ по импульсу, поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта; пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не включения системы; на пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе; остановка насосов после прекращения пожара и закрытия ЗПУ через определенное время; пуск насосов при опробовании дистанционно; сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов; об отсутствии напряжения питания насосов.

Каждое помещение (кабинеты ИТР, РУСН, КРУЭ и т.д.) на Буренской гидроэлектростанции должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для конкретного помещения, в которых отражаются правила ПБ, указываются номера НСС, дежурного пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

7.4 Водоохранные мероприятия

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят: санитарная очистка территорий населенных пунктов;

- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

– очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз жидких отходов и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, укрепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [54] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых

участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4.2 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные ёмкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

– При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

– регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточнённые в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

– системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

– сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;

– очистные сооружения и устройства;

– противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

– контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации транспортных связей, лесорубке и лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении река является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязнённых вод в районе водохранилища не имеется. Возможными источниками загрязнения поверхностных вод являются расположенные в зоне водохранилища животноводческие помещения, выгребные ямы при индивидуальных хозяйствах, а также строительный мусор, остающийся после выноса населённых пунктов.

8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- удельные показатели для установленной мощности;
- величина чистого дисконтируемого дохода (NPV).

8.1 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «Рус Гидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

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 - 0,08%.

Удельные значения расходов в процентах представлены в таблицах 8.1 и 8.2.

Таблица 8.1 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5	0,04
От 6 до 15	0,06
От 16 до 25	0,08
Свыше 25	0,1

Таблица 8.2 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38	40,614
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097	2,852902
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318	0,827
Итого		44,293

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	60,1	232,5	402,0	410,3	572,9
Расходы на страхование, млн.руб.	7,2	20,9	33,8	29,9	63,3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	42,3	254,0	254,0	254,0	254,0
Расходы на ремонт произв. фондов, млн.руб.	8,9	26,2	42,3	37,4	79,1
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	11,8	70,9	70,9	70,9	70,9
Налог на воду, млн.руб.	24,5	74,5	74,5	74,5	74,5
Итого, млн.руб.	154,8	679,0	877,5	877,0	1114,7

Текущие затраты представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Налоговые расходы

Налоги	2033	2034	2035	2036	2037
Налог на прибыль, млн.руб.	683,35	710,26	764,28	815,44	863,63
НДС, млн.руб.	954,94	1021,51	1043,29	1065,14	1087,64
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	25,34	25,34	25,34	25,34	25,34
Налог на имущество, млн.руб.	483,20	462,59	442,73	426,03	412,47
Итого, млн.руб.	2146,84	2219,70	2275,64	2331,96	2389,08

8.3 Оценка суммы прибыли

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации.

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	619	3839	3956	4080	4194
Текущие расходы, млн.руб.	155	679	877	877	1115
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	619	3839	3956	4080	4194
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	485	3384	3301	3427	3301
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	91	677	660	685	660
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	394	2707	2641	2742	2641
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

Чистая прибыль представлена на рисунке 8.2.

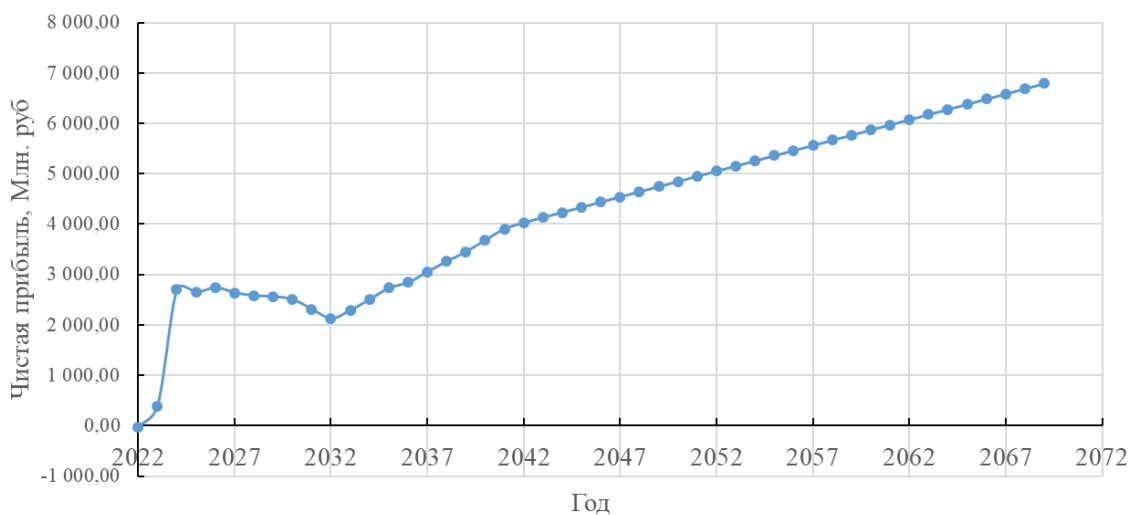


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн.руб.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей целесообразности реализации проекта.

Раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert» фирмы «Projectsystem». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

— используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Нижне-Ниманской ГЭС, в коммерческой эффективности -

затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Нижне-Ниманской ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию для Дальневосточного федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ОАО «РусГидро».

Расчёт показателей эффективности представлен в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Результаты расчёта показателей эффективности инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	139
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	6159,42
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,58
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	15,54
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,047
Удельные капиталовложения, руб/Квт	82333,33

8.5 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.руб.	60,85	1011,63	1285,17	1571,69	849,30
В региональный бюджет, млн.руб.	6,09	43,06	74,19	70,76	118,29
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	66,94	1054,69	1359,36	1642,45	967,60

8.6 Анализ чувствительности

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям (рисунки 8.3-8.5):

1. Ставки налогов
2. Цена сбыта
3. Ставки дисконтирования

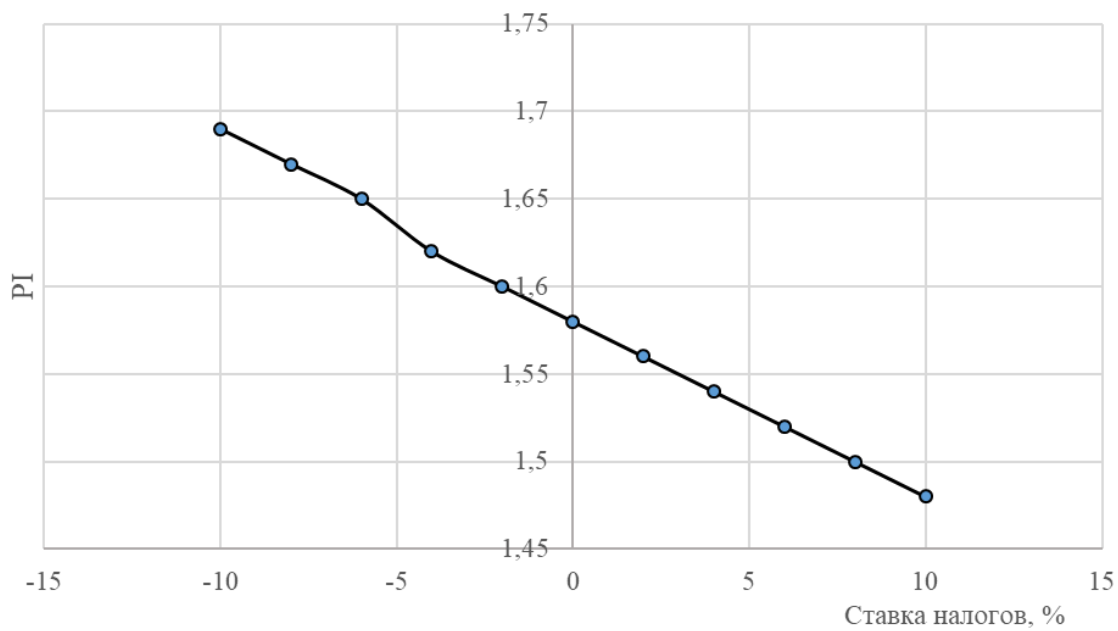


Рисунок 8.3 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

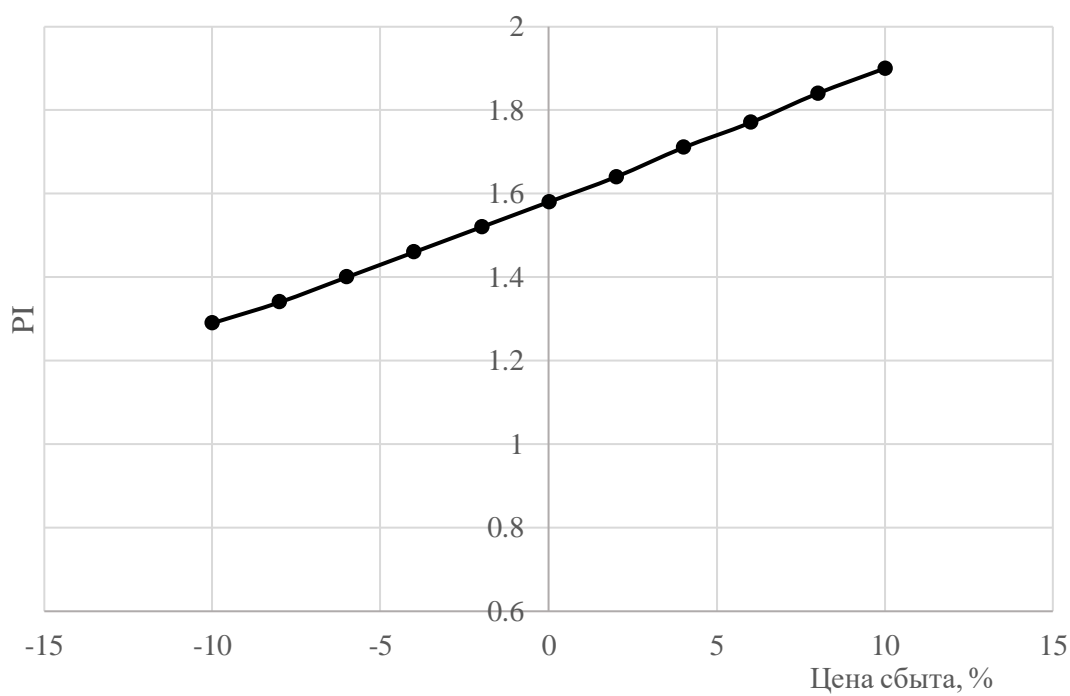


Рисунок 8.4 – Индекс PI в зависимости от изменения цены сбыта

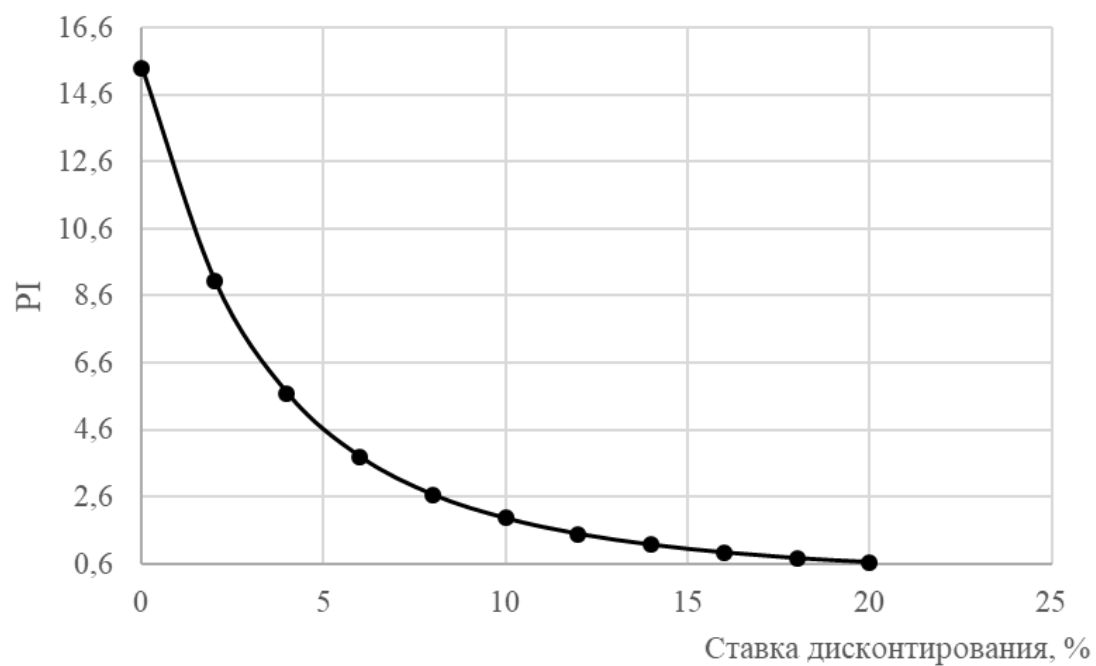


Рисунок 8.5 – Индекс PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

9 Разработка способов определения места однофазного замыкания в сетях 6(10) кВ собственных нужд ГЭС

В электроустановках с рабочим напряжением 6-35 кВ на гидроэлектростанциях нейтраль всегда выполняется изолированной от земли. Такое энергетическое оборудование, как синхронные генераторы, блочные трансформаторы со стороны низшего напряжения и трансформаторы собственных нужд первой ступени напряжения подключаются к схеме станции в режиме изолированной нейтрали.

Схема сети трёхфазного тока с изолированной нейтралью представлена на рисунке 9.1.

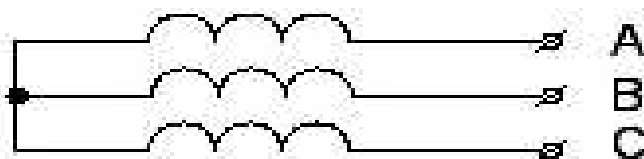


Рисунок 9.1 – Схема сети трехфазного тока с изолированной нейтралью

Режим изолированной нейтрали в таких сетях применяется с целью снижения токов КЗ и возможности продолжения работы системы при однофазных замыканиях на землю. Бесперебойность питания электроприемников в этом случае сохраняется, а угол между фазами остается неизменным, равным - 120° . Однако, людям работать в непосредственной близости с такими сетями работать опасно из-за чрезмерного емкостного тока, проходящего через тело человека в случае прикосновения к одной из фаз.

Схема сети трёхфазного тока с изолированной нейтралью при касании человеком токоведущей части представлена на рисунке 9.2.

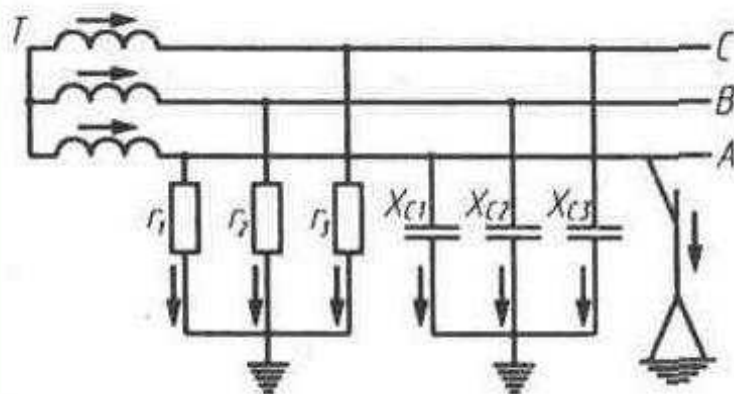


Рисунок 9.2 - Схема сети трехфазного тока с изолированной нейтралью при касании человеком токоведущей части

Режим однофазного замыкания в сетях с изолированной нейтралью не является аварийным, следовательно, участок с повреждением автомата не

обнаружит и не отключит. Но хоть режим и не аварийный, опасность для изоляции оборудования он представляет из-за значительного увеличения фазных напряжений.

В конечном итоге режим однофазного замыкания на землю приведет к пробое изоляции и переходу в двухфазное замыкание на землю.

Опасность для оперативного персонала представляет зона шагового напряжения с центром в месте замыкания фазы на землю. Следовательно, оперативный персонал, обслуживающий участок собственных нужд, обязан в кратчайшие сроки определить место повреждения и устранить замыкание.

Зона шагового напряжения в месте однофазного замыкания на землю представлено на рисунке 9.3.

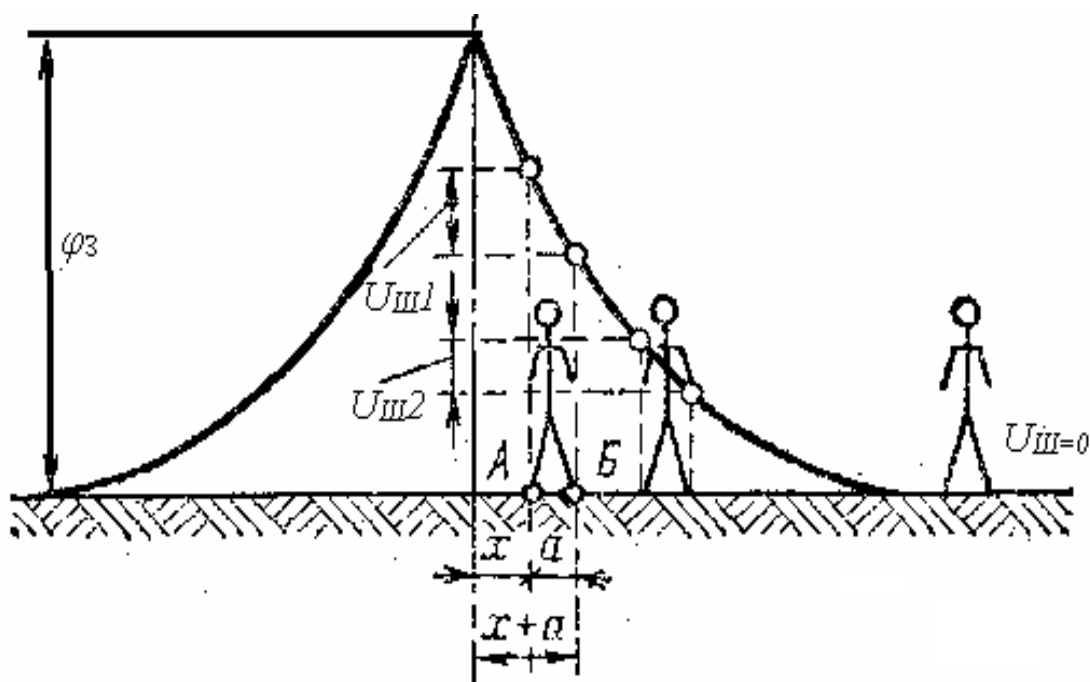


Рисунок 9.3 – Зона шагового напряжения в месте однофазного замыкания на землю

Замыкание на землю бывает нескольких видов:

- металлическое замыкание;
- неполное замыкание через электрическую дугу;
- замыкание на землю через поврежденную изоляцию токоведущих частей (в случае собственных нужд – повреждение отпаечного токопровода)

9.1 Контроль изоляции в сети 6(10) кВ

Для профилактики замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью непрерывно осуществляется контроль изоляции. Контроль изоляции проходит при помощи:

- реле минимального напряжения, включенные на фазные напряжения трансформаторов напряжения;

- реле напряжения, включенные в обмотку трансформаторов напряжения для определения напряжения нулевой последовательности (обмотка – разомкнутый треугольник);
- токовые реле, подключенные к выходу фильтра токов нулевой последовательности;
- вольтметров контроля изоляции.

Схема подключения вольтметров контроля изоляции представлена на рисунке 9.4.

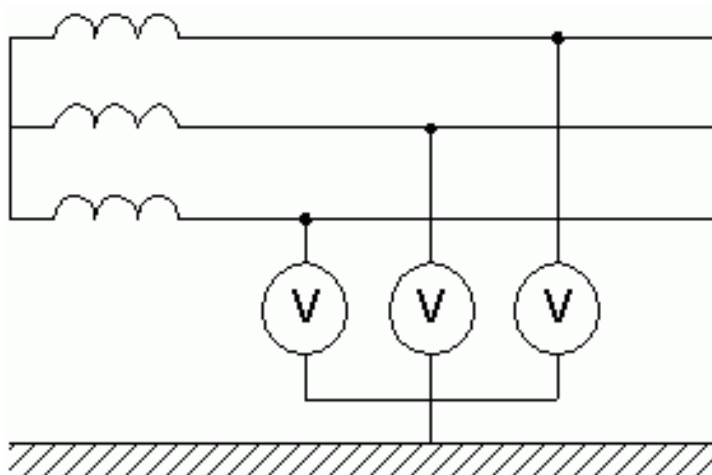


Рисунок 9.4 – Схема подключения вольтметров контроля изоляции

Вольтметры контроля изоляции подключаются непосредственно к каждой фазе.

При металлическом замыкании на землю на поврежденной фазе прибор фиксирует значение напряжения, равное 0, но при этом на других фазах происходит увеличение напряжения до линейного (то есть в $\sqrt{3}$ раз).

При дуговом замыкании на землю вольтметр контроля изоляции поврежденной фазы также покажет «ноль», напряжения «здоровых» фаз в этом случае увеличатся уже в 3,5-4,5 раз.

Самым «благоприятным» замыканием на землю выступает замыкание через сниженное сопротивление изоляции. При этом показания всех вольтметров несимметричны из-за так называемого «перекоса» фаз сети.

В зависимости от выполнения схемы контроля изоляции при замыкании на землю осуществляется срабатывание сигнализации «Замыкание на землю» с указанием конкретной поврежденной фазы, или без определения фазы в случае с замыканием через слабую изоляцию. Во втором случае для определения поврежденной фазы необходимо пользоваться показателями киловольтметров контроля изоляции участков сети.

Существует вероятность ложного срабатывания сигнализации. Причины, по которым может возникнуть ложное срабатывание представлены ниже:

- значительное отличие емкостей фаз относительно земли;
- неполнофазное отключение трансформатора;

- подключение к участку сети другого некомпенсированного участка сети, в том числе автоматическое (сработала АВР);
- обрыв фазы по стороне высшего или низшего напряжения силового трансформатора (при этом будет незначительный перекос напряжений);
- обрыв фазы трансформатора напряжения, который предназначен для контроля изоляции данного участка сети.

9.2 Способы определения места однофазного замыкания

Поиск однофазного замыкания осуществляется при помощи специального прибора или методом поочередных отключений.

Если после очередного отключения какой-либо кабельной линии пропадает сигнал «замыкание на землю», это свидетельствует о том, что однофазное замыкание было на этой линии. Данное присоединение теперь можно ввести в работу только после выяснения причины возникновения замыкания.

Если методом поочередных отключений отходящих присоединений поврежденный участок найти не представилось возможным, следует отключить все присоединения участка сети, где сигнализация «замыкание на землю» активна, после чего убедиться в том, что сигнал о однофазном замыкании устранился. Затем необходимо произвести поочередное включение отходящих присоединений и если при включение одного из них произойдет срабатывание сигнализации «земля», то данное присоединение можно считать поврежденным и немедленно отключить его и также не вводить в работу от до выяснения причин срабатывания сигнализации.

Соответственно, если при включении в работу предварительно выведенного в ремонт присоединения появилась «земля», данное присоединение немедленно должно быть отключено от сети.

В случае неустранимого сигнала «земля» при отключении всех отходящих линий ситуация обстоит иначе. Это свидетельствует о том, что возникло повреждение на оборудовании распределительного устройства, например, на участке от силового трансформатора до секции шин или на другом оборудованию.

При этом необходимо отключить вводной выключатель данной секции, и включить секционный выключатель. Если по секции, к которой присоединен этот участок сети, срабатывает сигнализации «земля», следует вывод, что повреждение находится на секции шин. Поврежденная секция должна быть выведена в ремонт для устранения повреждения.

Если же сигнал «земля» отсутствует, повреждение находится на участке от силового трансформатора до вводного выключателя секции включительно. В этом случае необходим осмотр оборудования данного участка распределительного устройства на предмет наличия повреждений.

Если причиной возникновения сигнала «земля» является пробой изоляции, то, в большинстве случаев, визуально определить повреждение не

получится и для отыскания повреждения необходимо вывести этот участок распределительного устройства в ремонт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Буренского гидроузла на реке Малый Енисей, являющимся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 480 МВт и среднесуточная выработка 1,4 млрд. кВт·ч.

Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 37,5 м;

расчетный – 29,6 м;

минимальный – 22,2 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами П40а-В-630.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин был подобран гидрогенератор СВ-1070/145-52 с номинальной активной мощностью 80 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 блока, 4 отходящих воздушных линий) КРУЭ 220 кВ – схема с двумя рабочими системами сборных шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТДЦ–250000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд: ТСЗ-6300/13,8/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-400/51.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– срок окупаемости – 11,6 лет;

– себестоимость – 0,047 руб/кВт·ч;

– удельные капиталовложения – 82333,33 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Буренской ГЭС в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартиформ, 2008. – 8 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. СТ О 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
9. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
10. 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.
11. 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.
12. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.

13. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 15 с.
14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
15. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.
16. 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.
17. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.
18. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.
19. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
21. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
22. 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.
23. 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.
24. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
25. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
26. 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.

27. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

28. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс]: распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

37. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

38. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер.закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

39. О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов [Электронный ресурс]: федер.закон от 06.12.2007 N 333-ФЗ// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

40. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

41. 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.

42. 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.

43. Каталог «Провод алюминиевый неизолированный» [Электронный ресурс] // ООО «ЭлектроКомплект Сервис». – Режим доступа: <http://www.e-ks.ru>.

44. Каталог «Трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // Торговая компания «Энергооборудование». – Режим доступа: <http://www.profenergo1.energoportal.ru>.

45. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологические данные реки Малый Енисей

Расходы даны в метрах кубических в секунду

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
1922	185	161	136	211	551	1438	1077	880	627	515	304	285	531
1923	256	227	205	248	1030	1509	913	758	560	295	257	220	540
1924	212	182	160	262	871	2088	1552	1279	777	552	388	355	723
1925	330	314	295	473	655	1123	1175	842	552	346	253	211	547
1926	196	155	140	204	417	1210	573	496	440	350	310	278	397
1927	258	211	201	243	563	1421	1030	871	796	351	262	240	537
1928	224	208	181	290	550	1313	1142	889	618	496	300	285	541
1929	271	246	239	412	1208	1698	1310	805	694	388	379	330	665
1930	295	290	281	318	607	1077	1162	983	730	566	412	400	593
1931	199	168	131	257	590	1267	1089	899	640	356	309	277	582
1932	264	249	222	267	1442	2374	660	708	662	342	271	256	515
1933	242	195	192	585	1053	1691	1268	830	755	600	407	313	643
1934	289	260	256	314	1288	2932	993	884	815	300	206	188	678
1935	173	165	156	215	609	1460	1114	977	783	534	421	351	727
1936	320	314	309	337	889	1381	1100	655	1002	590	445	346	580
1937	338	328	300	346	1267	2240	813	738	708	360	267	246	641
1938	239	145	143	295	1329	1760	927	938	900	571	459	358	663
1939	329	318	274	381	792	1299	684	505	547	304	243	181	672
1940	178	158	154	253	803	3967	1127	985	837	337	314	255	488
1941	246	223	218	365	1092	2536	974	815	752	470	431	335	781
1942	313	304	290	300	1217	1668	1123	1170	927	640	473	380	705
1943	377	269	220	286	556	1314	1094	842	628	331	295	270	734
1944	250	220	215	337	859	2055	1072	917	842	611	468	381	540
1945	369	365	356	379	624	1030	1173	782	702	453	318	310	686
1946	300	229	212	309	1264	3521	1334	1002	921	674	477	388	572
1947	344	251	242	505	1100	2250	1240	771	700	309	239	222	886
1948	215	185	151	220	882	2654	1919	1226	993	580	423	328	681
1949	277	255	245	384	1114	1772	899	833	723	398	323	301	815
1950	266	242	213	304	645	1545	945	736	674	526	332	316	627
1951	305	288	286	346	1077	1404	866	747	633	365	276	225	562
1952	206	189	187	323	1170	3830	1550	1250	1041	481	365	314	568
1953	282	272	262	443	796	1083	983	861	599	369	290	255	909
1954	231	213	183	422	877	2621	1025	852	833	608	449	420	541
1955	388	257	250	332	983	1264	805	552	571	406	337	300	728
1956	285	282	271	328	1105	1142	1114	1048	643	530	360	310	537
1957	223	219	212	338	931	1457	955	772	541	298	209	200	618
1958	202	178	164	225	679	1526	1200	1040	789	537	342	295	529

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср}
1959	274	265	227	388	702	1150	820	796	590	543	435	370	598
1960	358	356	342	421	1123	1625	825	725	634	377	281	253	547
1961	219	198	190	239	571	1416	1006	988	665	362	356	280	610
1962	269	234	230	374	1100	1532	842	632	597	384	215	195	541
1963	188	175	167	370	936	2100	1619	1196	851	421	346	270	550
1964	253	204	194	276	1370	1728	671	804	654	328	225	212	720
1965	209	192	173	199	597	1538	1292	1045	655	431	351	294	577
1966	261	238	234	328	627	1451	749	925	575	318	286	237	581
1967	227	201	197	281	1218	1779	846	715	588	379	234	195	519
1968	183	172	169	229	723	1108	1632	1188	1039	555	346	310	572
1969	279	216	209	462	749	1229	1229	1011	568	323	229	204	638
1970	192	151	147	234	668	1474	1376	1017	660	440	290	225	559
1971	256	227	205	248	1030	1509	913	758	560	295	257	220	573
Q _{ср}	220	243	293	437	956	1218	1180	1004	783	457	334	282	617

Таблица А.2 – Координаты для построения ИКН зимних суток

t, ч	P, МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, МВт·ч	R _{кга} , МВт	Э _{кга} , млн кВт·ч
1	9144	61,76	61,76	61,76	0,06
2	9083	17,94	35,88	79,71	0,10
3	9065	27,65	82,94	107,35	0,18
4	9037	24,41	97,65	131,76	0,28
5	9013	7,35	36,76	139,12	0,31
6	9005	5,00	30,00	144,12	0,34
7	9000	31,47	220,29	175,59	0,57
8	8969	20,29	162,35	195,88	0,73
9	8949	8,24	74,12	204,12	0,80
10	8940	6,47	64,71	210,59	0,87
11	8934	29,41	323,53	240,00	1,19
12	8904	48,82	585,88	288,82	1,78
13	8856	49,71	646,18	338,53	2,42
14	8806	127,65	1787,06	466,18	4,21
15	8678	95,00	1425,00	561,18	5,63
16	8583	138,53	2216,47	699,71	7,85
17	8445	133,82	2275,00	833,53	10,13
18	8311	35,88	645,88	869,41	10,77
19	8275	174,41	3313,82	1043,82	14,09
20	8101	14,71	294,12	1058,53	14,38
21	8086	68,53	1439,12	1127,06	15,82
22	8017	10,59	232,94	1137,65	16,05
23	8007	18,82	432,94	1156,47	16,48
24	7988	7987,94	191710,59	9144,41	208,20

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Координаты для построения ИКН летних суток

t, ч	P, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч	$P_{\text{кга}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{кга}}$, млн кВт·ч
1	6431	22,94	22,94	22,94	0,02
2	6409	0,88	1,76	23,82	0,02
3	6408	10,88	32,65	34,71	0,06
4	6397	5,88	23,53	40,59	0,08
5	6391	8,24	41,18	48,82	0,12
6	6383	6,18	37,06	55,00	0,16
7	6376	23,82	166,76	78,82	0,33
8	6353	6,76	54,12	85,59	0,38
9	6346	0,59	5,29	86,18	0,39
10	6345	9,71	97,06	95,88	0,48
11	6336	22,65	249,12	118,53	0,73
12	6313	3,24	38,82	121,76	0,77
13	6310	44,12	573,53	165,88	1,34
14	6266	90,00	1260,00	255,88	2,60
15	6176	133,82	2007,35	389,71	4,61
16	6042	133,24	2131,76	522,94	6,74
17	5909	65,29	1110,00	588,24	7,85
18	5843	125,29	2255,29	713,53	10,11
19	5718	73,82	1402,65	787,35	11,51
20	5644	16,47	329,41	803,82	11,84
21	5628	62,65	1315,59	866,47	13,16
22	5565	37,65	828,24	904,12	13,98
23	5527	16,18	372,06	920,29	14,36
24	5511	5511,18	132268,24	6431,47	146,62

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины для расчёта расходов заданной обеспеченности

Р, %	Годы	Qср.	Годы	Qср.пол	Годы	Qср.меж
2	1953	909	1953	1768	1943	386
4	1947	886	1947	1608	1937	380
6	1949	815	1941	1544	1947	370
8	1941	781	1949	1535	1930	366
10	1943	734	1935	1382	1946	364
12	1955	728	1964	1340	1934	362
14	1935	727	1924	1313	1955	361
16	1924	723	1955	1242	1960	357
18	1964	720	1942	1234	1945	355
20	1942	705	1943	1221	1961	341
22	1945	686	1948	1212	1957	338
24	1948	681	1939	1171	1942	327
25	1934	678	1933	1169	1956	324
27	1939	672	1938	1153	1929	324
29	1929	665	1945	1149	1925	317
31	1938	663	1929	1143	1939	316
33	1933	643	1969	1138	1951	314
35	1937	641	1934	1119	1938	312
37	1969	638	1950	1068	1950	312
39	1950	627	1959	1047	1954	310
41	1957	618	1965	1045	1948	302
43	1961	610	1971	1039	1924	302
45	1959	598	1968	1029	1949	300
47	1930	593	1966	1025	1952	299
49	1931	582	1957	1010	1953	295
51	1966	581	1931	1007	1944	293
53	1936	580	1937	1005	1940	290
55	1965	577	1936	989	1936	288
57	1971	573	1961	986	1928	283
59	1946	572	1970	957	1969	281
61	1968	572	1923	954	1931	279
63	1952	568	1952	945	1959	278
65	1951	562	1963	941	1964	277
67	1970	559	1927	936	1970	275
69	1963	550	1962	931	1967	272
71	1925	547	1922	929	1963	272
73	1960	547	1946	915	1933	267
75	1928	541	1930	912	1966	264

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.1

Р,%	Годы	Q _{ср.}	Годы	Q _{ср.пол}	Годы	Q _{ср.меж}
76	1954	541	1951	909	1962	263
78	1962	541	1928	902	1935	259
80	1923	540	1932	897	1922	257
82	1944	540	1944	887	1927	252
84	1927	537	1925	869	1968	245
86	1956	537	1967	865	1923	244
88	1922	531	1954	864	1932	243
90	1958	529	1958	862	1958	242
92	1967	519	1956	835	1965	242
94	1932	515	1960	812	1971	240
96	1940	488	1940	765	1941	236
98	1926	397	1926	627	1926	233

Таблица Б.2 – Результаты расчёта режимов работы станции

Т	Q _{пол}	Q _{водх}	Q _{гэс}	Q _{пб}	V _{нач}	V _{кон}	Z _{ВВ(нач)}	Z _{ВВ(кон)}	Z _{НБ}	H _{гэс}	N _{гэс}
10	291	59	350	355	11,0	10,8	753,0	752,9	715,9	36,8	113
11	192	158	350	355	10,8	10,4	752,9	752,4	715,1	37,2	115
12	183	1115	1298	1303	10,4	7,4	752,4	749,8	715,1	35,8	408
1	206	1257	1463	1468	7,4	4,1	749,8	744,0	714,9	31,7	408
2	202	148	350	355	4,1	3,7	744,0	743,0	714,9	28,4	87
3	206	144	350	355	3,7	3,3	743,0	741,9	714,9	27,3	84
4	353	-3	350	355	3,3	3,3	741,9	742,0	715,8	25,8	80
5	943	-593	350	355	3,3	4,9	742,0	746,0	717,7	26,0	80
6	1445	-1095	350	355	4,9	7,8	746,0	750,1	718,4	29,3	90
7	945	-595	350	355	7,8	9,4	750,1	751,2	717,7	32,6	100
8	763	-413	350	355	9,4	10,5	751,2	752,4	717,4	34,2	105
9	533	-183	350	355	10,5	11	752,4	753,0	717,1	35,3	109

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Сводная таблица для ПЛ40а-В

$D_1, \text{м}$	5,6	6,0	6,3	6,7	7,1	7,5	8,0
η_T	0,927	0,927	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930
$N_a^*, \text{МВт}$	69,27	79,58	87,77	99,33	111,60	124,59	141,84
$Z_a^*, \text{шт}$	4,35	3,78	3,43	3,03	2,70	2,42	2,12
$Z_a, \text{шт}$	6,00	4,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00
$N_a, \text{МВт}$	50,17	75,25	75,25	75,25	100,33	100,33	100,33
Δp	1,047	1,048	1,048	1,049	1,050	1,050	1,051
$n_c^*, \text{об/мин}$	120,44	112,45	107,12	100,75	95,10	90,05	84,45
$n_c, \text{об/мин}$	125,00	115,40	115,40	107,10	100,00	90,90	88,20
$n'_{imax}, \text{об/мин}$	112,00	110,75	116,26	114,71	113,47	108,93	112,71
$n'_{ip}, \text{об/мин}$	129,73	128,28	134,66	132,88	131,44	126,18	130,55
$n'_{imin}, \text{об/мин}$	148,56	146,90	154,21	152,16	150,51	144,49	149,50
$Q \cdot \eta \text{ расч}$	1,147	1,499	1,359	1,202	1,427	1,279	1,124
$Q \cdot \eta \text{ max}$	0,738	0,964	0,875	0,773	0,918	0,823	0,723

Таблица В.2 – Сводная таблица для ПЛ40б-В

$D_1, \text{м}$	5,6	6,0	6,3	6,7	7,1	7,5	8,0
η_T	0,931	0,932	0,932	0,933	0,933	0,934	0,934
$N_a^*, \text{МВт}$	65,98	75,79	83,59	94,60	106,28	118,65	135,07
$Z_a^*, \text{шт}$	4,56	3,97	3,60	3,18	2,83	2,54	2,23
$Z_a, \text{шт}$	6,00	4,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00
$N_a, \text{МВт}$	50,17	75,25	75,25	75,25	100,33	100,33	100,33
Δp	1,040	1,041	1,041	1,042	1,043	1,043	1,044
$n_c^*, \text{об/мин}$	118,12	110,28	105,05	98,81	93,26	88,31	82,81
$n_c, \text{об/мин}$	125,00	115,40	107,10	100,00	93,80	90,90	83,30
$n'_{imax}, \text{об/мин}$	112,37	111,12	108,26	107,47	106,80	109,30	106,81
$n'_{ip}, \text{об/мин}$	130,16	128,71	125,40	124,48	123,71	126,61	123,72
$n'_{imin}, \text{об/мин}$	149,05	147,39	143,60	142,55	141,66	144,98	141,68
$Q \cdot \eta \text{ расч}$	1,147	1,499	1,359	1,202	1,427	1,279	1,124
$Q \cdot \eta \text{ max}$	0,738	0,964	0,875	0,773	0,918	0,823	0,723

Продолжение приложения В

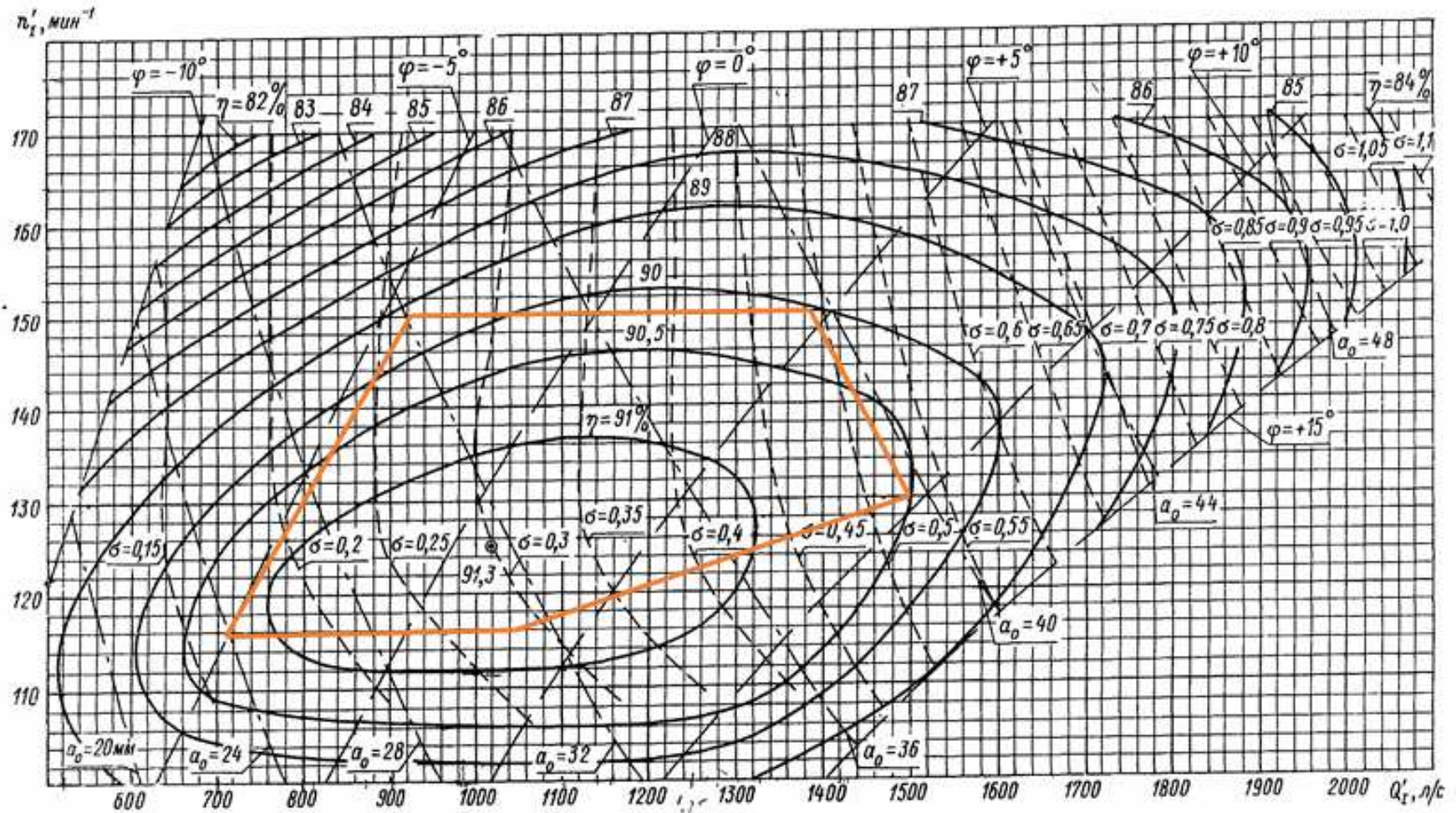


Рисунок В.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ40а-В-630

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	О.Е.	И.Е.	
Дифф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,40	-	
		Уставка нач. торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,28А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	II	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		I	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обр. посл-сти от несимметричных К.З. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2сигн}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,2 \cdot I_H$	0,84 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{сигн}$	$1,07 \cdot I_H$	4,48 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,10 \cdot I_H$	4,61 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,41 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,07	0,14 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,34	0,65 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	I_p СИГН.	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,53 А
		ПО	I_p ПУСК.	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	1,58 А
		Отсечка	I_p ПУСК.	$2,24 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,21 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Наименование	Обозначение		Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение ШСВ-220	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1					+		
		t_3	+	+					
	U_{03}	t	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+						
		2 ступень t_2	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО					+		
		ИО		+					
		ОТС I	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО					+		
		ИО		+					
		ОТС	t_1						+
			t_2	+			+		
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступ.	t_1						+
			t_2	+			+		
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+		
		ИО		+					
		Отсечка		+					

Продолжение приложения Г

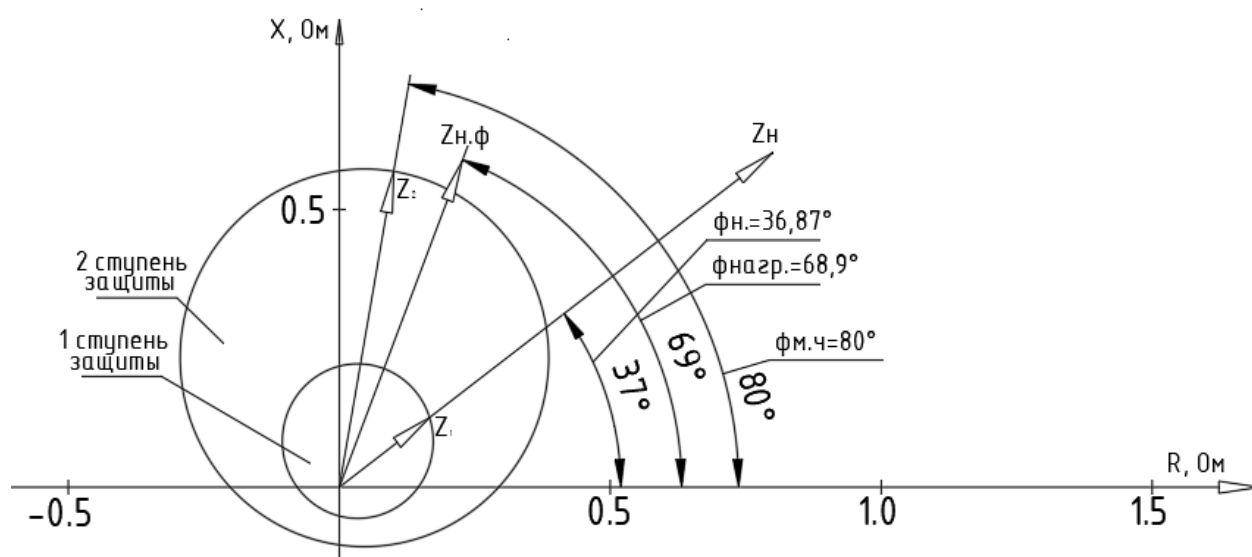


Рисунок Г.1 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
Компоновка сооружений и гидроузла

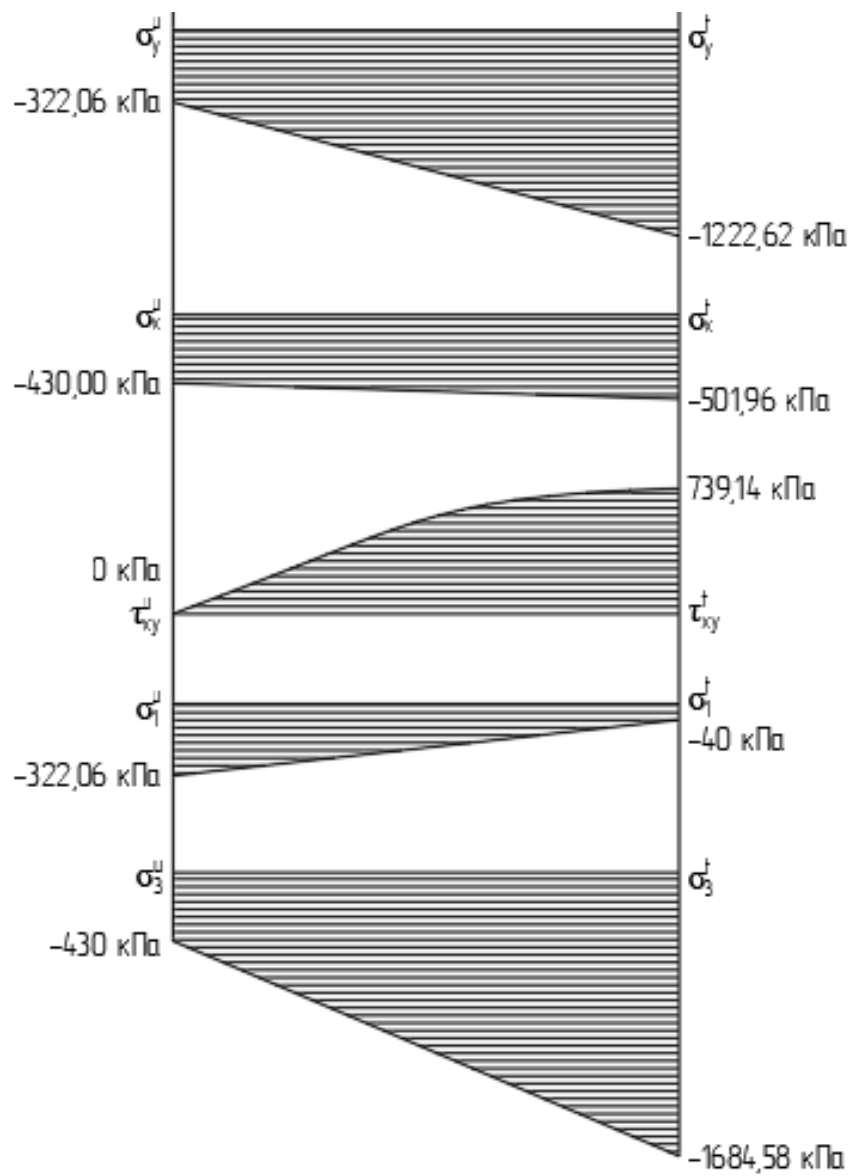


Рисунок Д.1 – Эпюры главных напряжений

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А. А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

«03» 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02-Электроэнергетика и электротехника

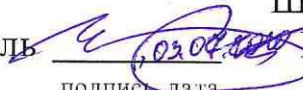
код-наименование направления

Проектирование Буренской ГЭС на реке Малый Енисей.

Разработка способов определения места однофазного замыкания в сетях (6-
10) кВ собственных нужд ГЭС.

тема

Начальник оперативной
службы Филиала ПАО
«РусГидро» «Саяно-
Шушенская ГЭС имени

Руководитель  П. С. Непорожного»
подпись, дата должность, ученая степень

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия






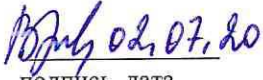
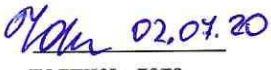
Выпускник 
подпись, дата

О.Ю. Балтовская
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Буренской ГЭС на реке Малый Енисей. Разработка способов определения места однофазного замыкания в сетях (6-10) кВ собственных нужд ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты	 подпись, дата	<u>Е.Ю. Затеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	 подпись, дата	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	 подпись, дата	<u>А.В. Широков</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	 подпись, дата	<u>Н.П. Ульянова</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	 подпись, дата	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	<u>В.В. Лапасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтроль	 подпись, дата	<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия