

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ М.В. Кочетков
« _____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Усть-Хантайской ГЭС на реке Хантайка.
Гидромеханические защиты ГА - принцип действия, приемочные и
эксплуатационные испытания**

Руководитель	_____	_____	<u>А.Н. Сивцов</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>К.В. Шевцов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2019

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме «Проектирование Усть-Хантайской ГЭС на реке Хантайка. Гидромеханические защиты ГА - принцип действия, приемочные и эксплуатационные испытания».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
Безопасность. Охрана
Окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УСТЬ-ХАНТАЙСКОЙ ГЭС	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1 Общая часть	11
1.1 Природные условия	11
1.1.1 Климат	11
1.1.2 Гидрологические данные.....	11
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика района.....	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла.....	13
2 Водно-энергетические расчеты	14
2.1 Регулирование стока воды	14
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов.....	14
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов	15
2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года.....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	16
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года	16
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года	17
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС.....	19
2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года.....	19
2.3 Баланс мощности и энергии	21
2.3.1 Баланс энергии Красноярской энергосистемы.....	21
2.3.2 Баланс мощности Красноярской энергосистемы.....	21
3 Основное и вспомогательное оборудование	22
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	22
3.1.1 Построение режимного поля.....	22
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам....	24
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	28
3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса турбины.....	28
Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать бескавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.....	29
3.2.2 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины	29
3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛ60-В-530	29
3.2.3 Расчет вала на прочность.....	30
3.2.4 Расчет подшипника	31
3.2.5 Выбор типа МНУ и колонки управления	31
3.3 Гидрогенераторы	31
3.4 Подъёмно-транспортное оборудование	32
4. Электрическая часть	33
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений	33
4.2 Главные повышающие трансформаторы	34

4.2.1	Выбор трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками.....	34
4.2.2	Выбор трансформаторов собственных нужд	36
4.3	Распределительное устройство	36
4.3.1	Выбор количества отходящих воздушных линий	36
4.3.2	Выбор схемы РУ ВН	37
4.4	Электротехническое оборудование	38
4.4.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»	38
4.4.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	41
4.4.3	Выбор и проверка аппаратов 220 кВ.....	42
4.4.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении	43
5	Устройства РЗА	45
5.1	Расчет номинальных токов	45
5.1	Перечень защит основного оборудования	46
5.2	Описание защит и расчет их уставок.....	47
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора.....	47
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	50
5.2.4	Защита от повышения напряжения	52
5.2.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	53
5.2.6	Защита от симметричных перегрузок	56
5.2.7	Дистанционная защита генератора.....	57
5.2.8	Защита ротора от перегрузки	60
5.3	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	61
6	Компоновка и сооружения гидроузла	62
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта	62
6.1.1	Обоснование класса ГТС.....	62
6.2	Гидравлические расчеты	64
6.2.1.	Определение ширины водосливного фронта	64
6.2.2.	Определение отметки гребня водослива	65
6.2.4	Построение профиля водосливной грани	68
6.2.5	Расчет резервного, глубинного водосброса.....	69
6.2.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе за основным эксплуатационном водосбросом.....	70
6.2.7	Расчет водобойной стенки.....	70
6.3	Конструирование плотины	73
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	73
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	75
6.3.3	Быки.....	75
6.3.4	Дренаж тела бетонной водосливной плотины	76
6.3.5	Галереи в теле плотины	76
6.3.6	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	76

6.4 Устройство нижнего бьефа.....	78
6.5 Определение основных нагрузок на плотину.....	78
6.5.1 Вес сооружения.....	78
6.5.2 Сила гидростатического давления воды.....	79
6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления.....	80
6.5.4 Сила фильтрационного давления.....	80
6.5.5 Давление грунта.....	81
6.5.6 Волновое давление.....	81
6.5.7 Расчёт прочности плотины.....	82
6.5.8 Критерии прочности плотины.....	84
6.5.9 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг.....	85
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	87
7.2 Охрана труда.....	87
7.3 Пожарная безопасность.....	90
7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	90
8 Технико-экономические показатели.....	93
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	93
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	93
8.1.3 Налоговые расходы.....	95
8.2 Оценка суммы прибыли.....	96
8.2.1 Анализ денежных потоков.....	97
8.3. Оценка инвестиционного проекта.....	98
8.3.1 Методология, исходные данные.....	98
8.3.2 Коммерческая эффективность.....	99
8.3.3 Бюджетная эффективность.....	99
8.4 Анализ чувствительности.....	99
9 Гидромеханические защиты ГА – принцип действия, приемочные и эксплуатационные испытания.....	102
9.1 Вводная часть.....	102
9.2 ГМЗ генераторного подшипника.....	104
9.3 ГМЗ подпятника.....	104
9.4 ГМЗ турбинного подшипника.....	105
9.5 ГМЗ крышки турбины.....	105
9.6 ГМЗ среза пальцев лопаток НА.....	105
9.7 ГМЗ уплотнения вала гидротурбины.....	106
9.8 Механическое устройство противоразгонной защиты.....	106
9.9 Система виброконтроля гидроагрегата.....	106
9.10 Система МНУ.....	107
9.11 Приемочные и эксплуатационные испытания.....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	112
ПРИЛОЖЕНИЯ А-Г.....	115 –127

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УСТЬ-ХАНТАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС: Усть-Хантайская ГЭС на реке Хантайка.
2. Местонахождение ГЭС: Красноярский край.
3. Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 560 м³/с;
 - б) всех турбин 1093 м³/с;
 - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 4560 м³/с;
 - г) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 5051 м³/с;
 - д) минимальный 150 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока многолетний (на примере годовичного);
 - б) отметки: НПУ 60,00 м; УМО 56,21 м;
 - в) объёмы: полный 24,3 км³; полезный 8,1 км³;
 - г) площадь водохранилища 2230 км².
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 58,80 м;
 - б) расчетный 42,40 м; в) минимальный 41,00 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 566 МВт; мощность гарантированная 417 МВт;
 - б) Среднемноголетняя выработка электроэнергии 1,97 млрд. кВт·ч.;
 - в) Число часов использования установленной мощности 3480 час.
- 8) Плотины:
 - а) стационарная гравитационная плотина, материал - бетон;
 - б) гравитационная водосливная плотина, материал - бетон;
 - в) правобережная каменно-набросная плотина, материал – камень;
 - г) общая длина 617 м; максимальная высота 71,40 м; общий объём тела 1,9 млн м³.
- 9) Водосбросные сооружения:
 - а) тип гашения: две водобойных стенки;
 - б) число и размеры пролетов 2 по 18 м;
 - в) общая длина 63 м;
 - г) максимальная высота 71,40 м.
- 10) Здание ГЭС:
 - а) тип здания: подземное. число агрегатов 7;
 - б) грунты в основании: скальные (долериты);
 - в) тип спиральной камеры: бетонная трапециевидного сечения;
 - г) тип отсасывающей трубы: изогнутый;
 - д) расстояние между осями агрегатов 18,6 м;
 - е) размеры: общая длина 150 м, ширина 28,7 м.
- 11) Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛ60-В-530, диаметр 5,3 м;
 - б) тип генератора СВ 850/190-40, мощность 90 МВт;

- в) частота вращения 150 об/мин;
 - г) тип трансформаторов ТД 80000/220, количество 7 шт.
- 12) Техничко-экономические показатели:
- а) период окупаемости 92 мес.;
 - б) себестоимость энергии 0,32 руб/кВт·ч;
 - в) удельные капитальные вложения 1205,2 дол/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика и альтернативные источники энергии становятся все актуальнее. Сжигание нефти и угля сопряжено с большими расходами, в то время как использование энергии воды не требует затрат на топливо, средства уходят лишь на строительство и ремонт. При этом у ГЭС отсутствуют вредные выбросы, что положительно сказывается на экологии. Кроме того, ГЭС намного эффективнее как маневренная мощность для Единой энергосистемы: их можно запустить за пару минут, тогда как для запуска котлов ТЭЦ потребуются многие часы, а атомные электростанции запускаются сутками. Большинство ГЭС в России контролирует компания РусГидро, где при реформе РАО «ЕЭС России» были сосредоточены основные гидрогенерирующие активы страны. Эта компания объединяет более 70 объектов возобновляемой энергетики и по суммарной мощности электростанций является крупнейшей в России.

Россия обладает крупнейшим гидропотенциалом, полное освоение, которого позволило бы полностью отказаться от других источников электроэнергии. К сожалению, большая часть неиспользованного гидропотенциала сосредоточена в труднодоступных районах Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. В России на ГЭС вырабатывается почти 16% всей энергии. В настоящее время на территории страны работают 102 гидроэлектростанции мощностью свыше 100 МВт. Развитые страны уже практически полностью использовали свой гидропотенциал.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения. В данной дипломной работе спроектирована гидроэлектростанция с наиболее подходящими оборудованием, сооружениями, их компоновкой.

1 Общая часть

Хантайка — река в Сибири, в Красноярском крае России, правый приток Енисея. Территориально река располагается в Таймырском Долгано-Ненецком районе Красноярского края. Река судоходна, бассейн реки расположен за полярным кругом.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Рассматриваемая территория имеет умеренно-холодный климат, а также значительное количество осадков. Температура здесь в среднем -8.9°C . Среднегодовая норма осадков - 464 мм. Меньше всего осадков приходится на февраль. Большая часть осадков здесь выпадает в сентябре. При средней температуре 14.6°C июль самый жаркий месяц года. Январь является самым холодным месяцем с средней температурой -28.2°C . На этой территории широко распространена многолетняя мерзлота.

1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки - 174 км, площадь бассейна - 30700 км², среднегодовой расход воды 560 м³/с.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Хантайка за период 1936-1985 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 560 \cdot 31536000 = 17,7 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;
 t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.1, на рисунке 1.1 и 1.2.

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
0,29	0	0	0	0	0
19,39	2	4,7	516	4,7	573
32,17	4	6,4	1034	6,4	1047
40,71	6	7,6	1553	7,6	1824
46,4	8	8,6	2070	8,6	2200
50,18	10	9,4	2587	9,4	2875
52,68	12	10,1	3105	10,1	3550
54,37	14	11,2	4140	11,2	4504
55,6	16	12,1	5275	12,1	5652
57,75	20	13,3	6728	13,3	7485
59,77	24	13,6	7245	13,6	8048

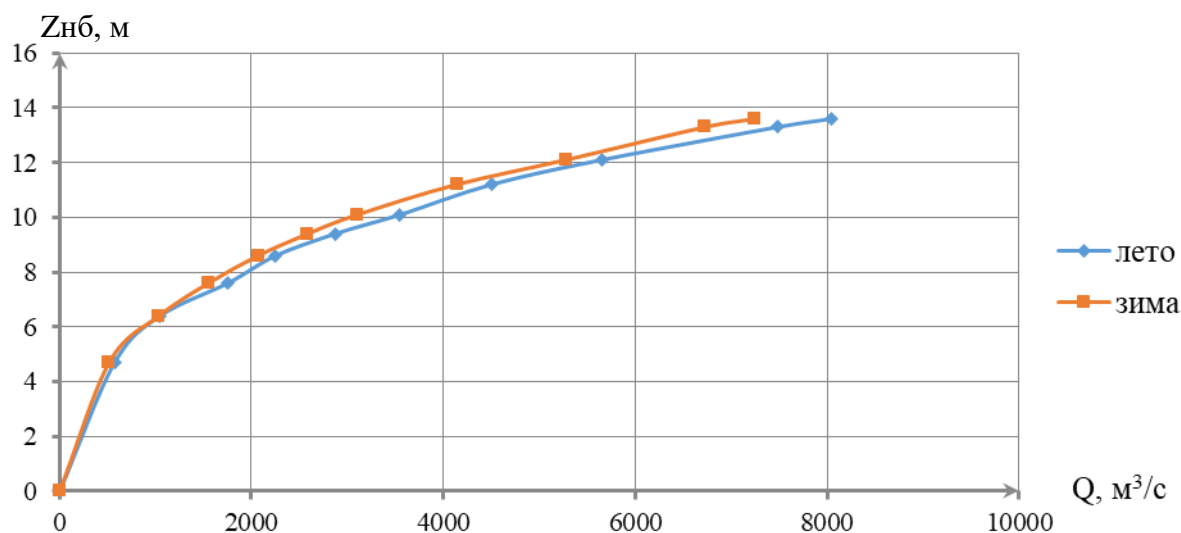


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

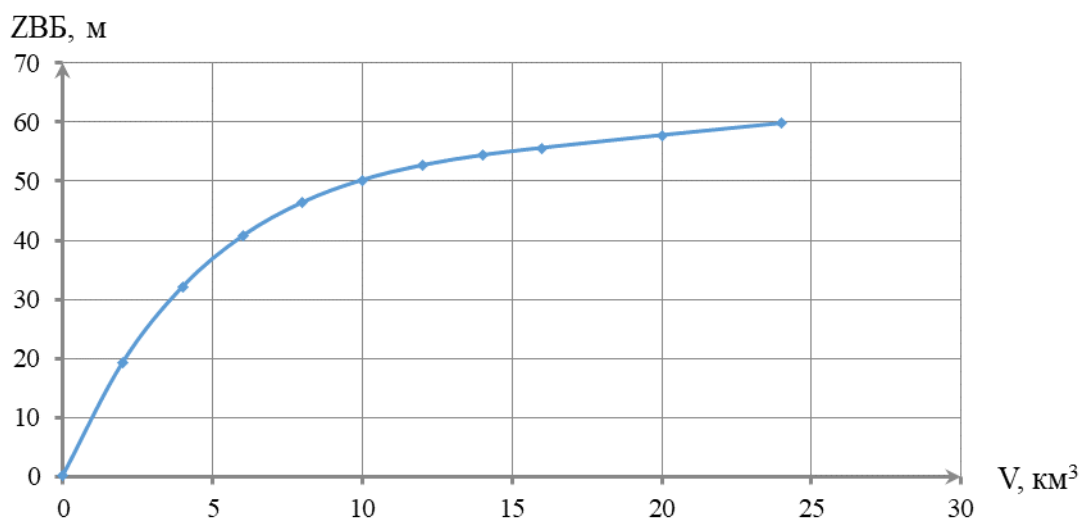


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	150	150	150	150	150	300	300	300	200	150	150	150
Водный транспорт	0	0	0	0	0	70	70	70	70	70	0	0
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	1	1	1	1	2	26	11	4	4	3	1	1
Лёд	1	1	1	-5	-8	0	0	0	0	0	5	5

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории РФ, район течения р. Хантайка входит в асейсмичную зону с исходной интенсивностью сотрясений равной не более 5 балам при периоде повторяемости 5000 лет. В месте створа Усть-Хантайской ГЭС залегает скальное основание, долерит.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Усть-Хантайская ГЭС находится в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ. Выработка электроэнергии ГЭС может быть использована для покрытия потребностей Красноярского края и автономной энергосистемы Норильского промышленного района.

В состав АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ входят ГЭС, представленные в таблице 1.3.

В операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ находятся 19 объектов генерации суммарной установленной электрической мощностью 15 865,78 МВт (по данным на 01.01.2019).

Основными объектами генерации являются Филиал АО «ЕвроСибЭнерго» Красноярская ГЭС, Березовская ГРЭС ПАО «Юнипро», Красноярская ГРЭС-2 ПАО «ОГК-2», АО «Назаровская ГРЭС» и ПАО «Богучанская ГЭС».

Таблица 1.3 – ГЭС, входящие в состав Красноярского РДУ

ГЭС	N _{уст} , МВт
Красноярская	6000
Богучанская	2997
Курейская	600

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования по схожим климатическим условиям, энергетическим показателям, близости напоров, в качестве ГЭС аналога, была выбрана Курейская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

где Q_n – n -ый член ряда максимальных годовых расходов;
 $Q_{\text{ср}}$ – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k - 1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2,630}{50}} = 0,23, \quad (2.2)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,23^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 10,86\%, \quad (2.3)$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k - 1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,1875}{0,23^3 \cdot 50} = 0,31. \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_s} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} =$$

$$= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,23^2 + 5 \cdot 0,23^4)}{50}}}{0,3107} = 128,54\%. \quad (2.5)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная по формуле (2.3) незначительная для этого ряда.

Назначаем класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Усть-Хантайской ГЭС – сооружение II -ого класса (по мощности ГЭС). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного и основного расхода.

$$M_s = C_v \cdot \Phi, \quad (2.6)$$

$$k_s = M_s + 1, \quad (2.7)$$

$$Q_s = Q_{cp} \cdot k_s. \quad (2.8)$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

$p, \%$	Φ	M_s	k_s	Q_s
0,01	4,38	1,0046	2,0046	5051
0,1	3,53	0,8096	1,8096	4560

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

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

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%), \quad (2.10)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного– 50%.

2.1.3 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года не применяем, так как, они приводят к ухудшению результата.

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1955 г, маловодного г.

Результаты представлены в таблице 2.2. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

	Расходы в кубических метрах в секунду											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1955	62	35	17	21	403	3597	1220	483	380	282	128	97
1952	45	30	19	20	176	2584	1137	403	358	276	119	91

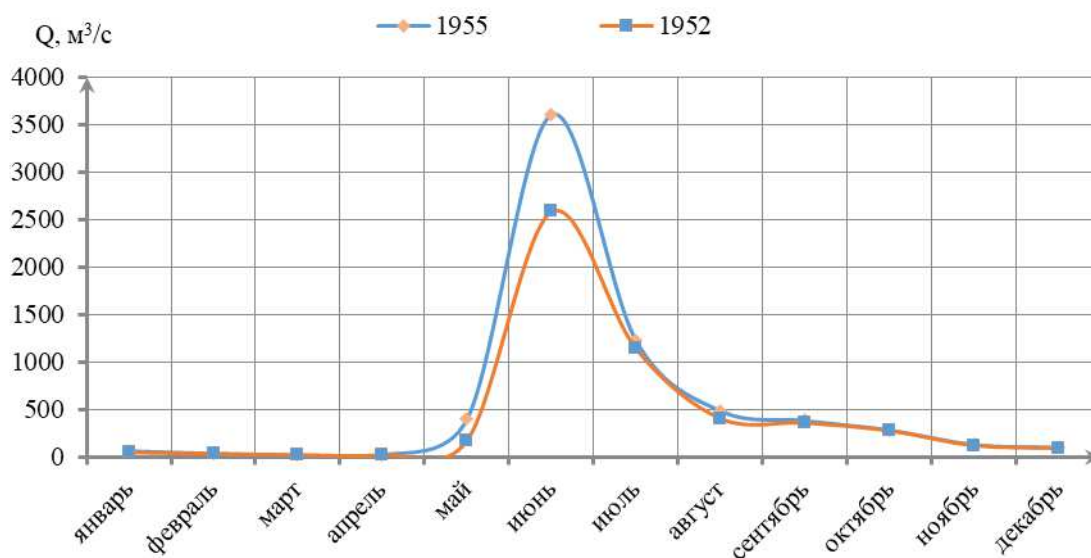


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Усть-Хантайской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q_{п.б}^t = Q_{90\%}^t - Q_{п}^t - Q_{и}^t - Q_{ф}^t - Q_{л}^t, \quad (2.11)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q_{90\%}^t$ - среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

$Q_{п}^t, Q_{и}^t, Q_{ф}^t, Q_{л}^t$ – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.12)$$

где k_N – коэффициент мощности, формула (1.1);

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.17) или расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (сентябрь). Под регулирование попали 4 месяца. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

Основной задачей водноэнергетического расчёта (далее - ВЭР) является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности для каждого месяца, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма (далее - УМО)), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение вытесняющей рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и,

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{ГЭС}^t = Q_{п.б}^t - Q_{вдх}^t, \quad (2.13)$$

где $Q_{п.б}^t$ – по формуле (2.17);

$Q_{вдх}^t$ – расход воды из водохранилища.

Величиной $Q_{\text{ВДХ}}^t$ варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища – $Q_{\text{ВДХ}}^t$ имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{\text{НБ}}^t = Q_{\text{ГЭС}}^t + Q_{\text{ф}}^t. \quad (2.14)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^t = Q_{\text{ВДХ}}^t \cdot t, \quad (2.15)$$

где t – число секунд в месяце равное 259200 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимаем следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (таблица 1.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^t = z_{\text{ВБ.ср}}^t - z_{\text{НБ}}^t - \Delta h, \quad (2.16)$$

где $z_{\text{ВБ.ср}}^t$ – среднее значение отметки ВБ;

$z_{\text{НБ}}^t$ – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;

Δh - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.17)$$

где Q^t – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.23);

H^t – напор на турбине, найденный по формуле (2.16).

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки наполнения являются:

– гарантированная мощность

$$N_{\text{гар}} = 417 \text{ МВт},$$

–уровень мёртвого объёма

$$\nabla \text{УМО} = 56,21 \text{ м,}$$

– полезный объём водохранилища

$$V_{\text{полезный}} = 8,1 \text{ км}^3,$$

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мл}}} = \frac{8,1}{17,7} = 0,46, \quad (2.18)$$

– график сработки-наполнения водохранилища представлен на плакате «ИВЭ»

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

Усть-Хантайская ГЭС будет использована для покрытия пиков нагрузки энергосистемы Красноярской РДУ на плакате «ИВЭ».

Рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию (за вычетом энергии, вырабатываемой при пропуске санитарного расхода), катет параллельный оси мощностей – рабочая мощность, с которой необходимо работать, заданное количество часов, чтоб получить заданную выработку электроэнергии. Такой же треугольник строится и для выработки по санитарному расходу. Рабочие мощности суммируются (плакат «ИВЭ»).

$$N_{\text{выт.раб}} = 540 \text{ МВт.}$$

На Усть-Хантайской ГЭС предусматриваем нагрузочный резерв 2%, тогда установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст}} = 566 \text{ МВт.}$$

2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Рассчитывается по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года. Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.2)

Сработка - наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

– способ 1: работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году (приложение Б, таблица Б.5);

– способ 2: работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году (приложение Б, таблица Б.6);

Из всех способов выбираем вариант с наибольшей выработкой (таблица 2.3). Принимаем: сработку - наполнение по способу 2.

Таблица 2.3 – Выработки электроэнергии по способам сработки - наполнения в средневодном году

Сработка- наполнение		Выработка в млн. кВт·ч
Способ 1	Способ 2	
1503	1529	

Среднемноголетняя выработка – 1,53 млрд кВт·ч.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии Красноярской энергосистемы

Зная среднемесячные мощности Усть-Хантайской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергии Красноярской энергосистемы (приложение Б, рисунок Б.1).

2.3.2 Баланс мощности Красноярской энергосистемы

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Баланс мощности Красноярской энергосистемы в маловодном году приведен в таблице 2.4 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.4 – Баланс мощности энергосистемы Юга в маловодном году

Месяц	Мощность в мегаваттах											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{\text{сист.}}$	8801	8506	7993	7402	6889	6592	6591	6886	7398	7990	8503	8800
$N_{\text{сущ}}$	2520	2424	2332	2309	2194	2147	2147	2194	2309	2332	2424	2520
$N_{\text{нагр}}$	176	170	160	148	138	132	132	138	148	160	170	176
$N_{\text{авар.}}$	880	850	799	740	689	659	659	689	740	799	850	880
$N_{\text{пр ГЭС}}$	540	329	98	98	189	193	200	202	136	104	329	540
Нрем. ТЭЦ	0	0	0	0	750	750	750	750	0	0	0	0
Нрем. пр. ГЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94	0	0
Нрем. сущ. ГЭС	0	0	200	240	0	0	0	0	143	100	0	0
$N_{\text{ТЭЦ}}$	5741	5753	5563	4995	4506	4252	4244	4490	4953	5554	5750	5740

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (таблица 3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ = \nabla НПУ = 60,00$ м, для линии расчётного напора

$\nabla ВБ = \nabla ВБ_p = 58,00$ м, для нижней границы

$\nabla ВБ = \nabla УМО = 56,21$ м;

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 100 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{уст}$ – установленная мощность Усть-Хантайской ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

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

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, м^3/с$	$z_{НБ}^{зима}, м$	$H^{\nabla НПУ}, м$	$H^{\nabla УМО}, м$	$H^p, м$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$
0	0,0	59,5	55,7	57,5	53,0	1233	42,4	1540
500	5,3	54,3	50,5	52,3	50,0	1307	40,8	1511
1000	10,0	49,5	45,7	47,5	45,4	1440	38,0	1458
1500	14,8	44,8	41,0	42,8	42,4	1541	34,0	1379
2000	18,5	41,0	37,2	39,0	39,0	1676	28,0	1251
2500	21,8	37,8	34,0	35,8	25,5	2563	25,0	1183
3000	24,5	35,0	31,2	33,0	25,0	2614	24,2	1163
3500	27,3	32,3	28,5	30,3	24,5	2668	21,9	1106
4000	29,5	30,0	26,2	28,0	24,0	2723	21,4	1094

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$$H_{max} = 58,8 \text{ м,}$$

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$Q^{max} = 1541 \text{ м}^3/\text{с,}$$

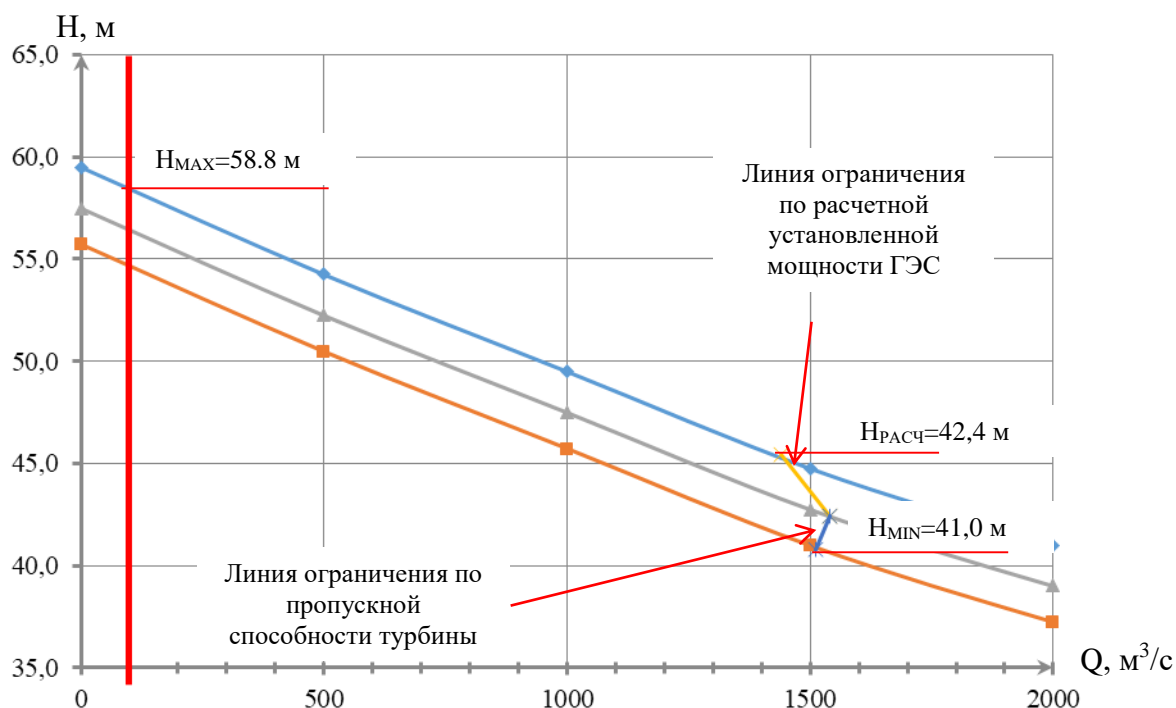


Рисунок 3.1 – Режимное поле Усть-Хантайской ГЭС

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$$H_p = 42,4 \text{ м,}$$

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$H_{min} = 41,0 \text{ м.}$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

По полученным параметрам режимного поля предварительно выбираем возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

- 1) значение предельного напора должно быть не меньше максимального расчетного;
- 2) отношение напоров ($H_{min}/H_{пред}$) должно быть не меньше справочных данных.
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

По приведенным условиям соответствуют следующие виды турбин, параметры которых представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ60-В	ПЛД60	РО75-В
Максимальный напор гидротурбины	$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	60	60	75
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{\text{lo}}, \text{ мин}^{-1}$	116	111	83
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{\text{lo}}, \text{ л/с}$	1080	1130	1020
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,913	0,906	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{\text{imax}}, \text{ л/с}$	1500	1600	1430
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{imax}	0,55	0,65	0,23
Диаметр рабочего колеса модели	$D_{\text{лм}}, \text{ м}$	0,46	0,46	0,46
Напор модели	$H_{\text{м}}, \text{ м}$	12	12	4
Температура	$t_{\text{м}}, \text{ С}$	20	20	20

Произведем проверку турбин по отношению $H_{\text{min}}/H_{\text{пред}}$:
РО75-В:

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}} = \frac{41}{75} = 0,55 < 0,6, \quad (3.4)$$

ПЛД60:

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}} = \frac{41}{60} = 0,68 \geq 0,5, \quad (3.5)$$

ПЛ60:

$$\frac{H_{\text{min}}}{H_{\text{пред}}} = \frac{41}{60} = 0,68 \geq 0,5, \quad (3.6)$$

Все типы турбин, кроме РО75, прошли проверку, далее произведем расчет параметров турбин для разных диаметров.

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_{\text{T}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}})((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{\text{лм}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}^N}} \sqrt[5]{\frac{v_{\text{H}}}{v_{\text{м}}}}), \quad (3.7)$$

где $\eta_{\text{м}}$; $D_{\text{лм}}$; $H_{\text{м}}$ - КПД, диаметр и напор модельной турбины (таблица 3.2);
 D_1 ; $H_{\text{р}}^N$ - диаметр (задается стандартным рядом) и расчетный напор натурной турбины ($H_{\text{р}}^N=42,4$ м - вычислен ранее);

$v_{\text{м}}$; $v_{\text{н}}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, определяемы по справочным данным в зависимости от температуры воды для натуральных и модельных условий $t_{\text{м}}$; $t_{\text{н}}$;

ε - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлически потерям, принимается по справочным данным ($\varepsilon=0,75$).

Мощность агрегата в расчетной точке (пересчитывается после уточнения числа агрегатов)

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.8)$$

где Q'_{I_p} - приведенный расход воды в расчетной точке (расчетная точка обозначена на универсальной характеристике выбранной турбины в приложении Б);

η_T - КПД натурной гидротурбины, определяемый по формуле 3.6;

η_G^{cp} - средний КПД генератора, принимаемый по справочным данным ($\eta_G^{cp}=0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов (округляется до числа кратного 2 или 3):

$$Z_a = N_{уст}^p / N_a, \quad (3.9)$$

где $N_{уст}^p$ – установленная мощность проектируемой ГЭС;

N_a - мощность агрегата в расчетной точке (определяется по формуле 3.8).

Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натурной турбине:

$$\Delta = \eta_T \cdot \eta_M, \quad (3.10)$$

где η_M - КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины (округляется по стандартному ряду до ближайшего большего):

$$n_c = \frac{n'_{1p} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.11)$$

где n'_{1p} - приведенная частота вращения в расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Значения приведенной частоты вращения для напоров H_{max} ; H_p^N ; H_{min} находятся по формуле (3.12) и нанесены на универсальную характеристику выбранной турбины, представленной в (приложении В, рисунок В.1):

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta_p}} \quad (3.12)$$

где H – значение напоров H_{max} ; H_p^N ; H_{min} .

Окончательное положение расчетной точки на линии $n'_{I_{H_p}}$ с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_I подбираем такое сочетание η_T и Q'_I , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9.81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \eta_{cp}}}, \quad (3.13)$$

где N_a – округленная мощность агрегата в расчетной точке.

Проведем через расчетную точку линию параллельную открытию направляющего аппарата, а₀ получим линию ограничения по турбине, которая представлена на универсальной характеристике в (приложении В, рисунок В.1).

Так же строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии n'_{min} соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.13) вместо H_p максимальный напор H_{max} .

Заодно определим положения линий ограничения по минимальному расходу, для этого с режимного поля пересчитаем в координаты универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.14)$$

где Q_{min} - минимальный расход через турбину;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H – напор (H_{max} или H_{min});

Δ - поправка на приведенную частоту вращения.

Все расчеты для выбранных турбин сведены в таблицу 3.3; 3.4 и 3.5.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ60-В

D_1	м	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
η_T	-	0,902	0,902	0,903	0,904	0,905	0,906
N'_a	МВт	83383	92465	103986	116187	133515	147306
Z'_a	шт	6,8	6,1	5,4	4,9	4,2	3,8
Z_a	шт	8	7	7	6	5	4
N_a	МВт	70750	80857	80857	94333	113200	141500
d_1	-	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
n'_c	мин ⁻¹	160,33	152,38	143,82	136,17	127,16	121,14
n_c	мин ⁻¹	166,7	150	150	136,4	136,4	125
n'_{max}	мин ⁻¹	122,65	116,12	123,04	118,16	126,54	121,72
$n'_{расч}$	мин ⁻¹	120,61	114,19	120,99	116,20	124,43	119,69
n'_{min}	мин ⁻¹	102,41	96,97	102,74	98,67	105,66	101,64
$Q'_{расч} \cdot \eta_T$	-	1,194	1,231	1,096	1,145	1,197	1,357
$Q'_{1min} \cdot \eta_T$	-	0,731	0,754	0,671	0,701	0,733	0,831
Q'_{1max}	м ³ /с	0,5733	0,5172	0,4601	0,4119	0,3586	0,3252
Q'_{1min}	м ³ /с	0,6865	0,6193	0,5510	0,4933	0,4295	0,3894

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД60

D_1	м	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6
η_T	-	0,905	0,906	0,907	0,908	0,908	0,909
N'_a	МВт	75619	84322	93502	105148	117481	134996
Z'_a	шт	7,5	6,7	6,1	5,4	4,8	4,2
Z_a	шт	8	8	8	6	6	6
N_a	МВт	70750	70750	70750	94333	94333	94333
d_1	-	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
n'_c	мин ⁻¹	161,82	153,36	145,75	137,56	130,24	121,61
n_c	мин ⁻¹	166,7	166,7	150	142,8	136,4	125
n'_{max}	мин ⁻¹	116,29	122,70	116,17	117,18	118,22	116,02
$n'_{расч}$	мин ⁻¹	114,35	120,65	114,24	115,23	116,25	114,09
n'_{min}	мин ⁻¹	97,10	102,46	97,01	97,85	98,72	96,88
$Q'_{1расч} \cdot \eta_T$	-	1,330	1,194	1,077	1,278	1,145	0,997
$Q'_{1min} \cdot \eta_T$	-	0,814	0,731	0,660	0,783	0,701	0,611
Q'_{1max}	м ³ /с	0,6392	0,5735	0,5174	0,4603	0,4121	0,3588
Q'_{1min}	м ³ /с	0,7655	0,6868	0,6196	0,5512	0,4935	0,4297

Рассматривая данные турбины с различными диаметрами, делаем вывод, что турбины ПЛ60-В-500, ПЛД60-475, ПЛД60-500 не подходят, так как расчётная точка на главной универсальной характеристике находится за пределами рекомендуемой зоны работы, остальные диаметры находятся в допустимом диапазоне. Турбина типа РО75 не прошла проверку турбин по отношению $N_{min}/N_{пред}$.

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину ПЛ60-В-530, так как её высота отсасывания соответствует допустимой; синхронная частота вращения $n_c=150$ об/мин; количество агрегатов $Z_a=7$ штук. Так как при схожей мощности турбин, её диаметр наименьший, а также это турбина имеет наибольший КПД. Позволяет применить серийный гидрогенератор СВ 850/190-40.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса турбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы определяется по формуле:

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

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ - отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{НБ}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_s .

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующих наибольшего заглубления

рабочего колеса:

- работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ;
- работа одного агрегата с установленной мощностью при H_p ;
- работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения;

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - 1,5 + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.15)$$

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

$\Delta Z_{х.пл}$ - для ПЛ турбины принимается 0м;

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

Полученные результаты представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D1, м	Za, шт	nc, об/мин	Na, МВт	Hs1, м	Hs2, м	Hs3, м
ПЛ60-В	5,3	7	150	80857	-1,78	-7,32	-6,37

После определим отметку расположения рабочего колеса, которая будет рассчитываться для самого неблагоприятного случая.

$$\nabla Z_{Р.К.1} = 2,81 - 7,32 = -4,51 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать бескавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.2.2 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

В соответствии с ГОСТ 108.023.105-84, выбираем б схему компоновки агрегата.

3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛ60-В-530

Произведем расчет спиральной камеры.

Из ГУХ турбины высоту направляющего аппарата $b_0 = 1,855$ м; угол обхвата $\varphi = 225^\circ$; высоту статора $b_1 = 2,64$ м. Основные размеры статора: $D_a = 8,21$ м; $D_b = 7,17$ м;

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$ рассчитаем все сечения спиральной камеры.

Таблица 3.6 – Результаты гидромеханического расчета сечений

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	9,2	8,7	8,2	7,7	7,2	6,7	6,1	5,6	5,1	4,6	4,1	3,6
b_i	5,1	4,6	4,1	3,6	3,1	2,6	2	1,5	1	0,5	0	-0,5
a_i	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,1	2	2	1,9	1,8
r_k	4,4	4,3	4,3	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2	4,2	4,1	4,1	4,1
r_k/r_a	1,1	1,1	1,1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\ln(r_k/r_a)$	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
r_i/r_a	2,2	2,1	2	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,2	1,1	1	0,9
$\ln(r_i/r_a)$	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0	-0,1
$r_k \cdot \text{ctg}\phi$	2,3	2	1,8	1,6	1,4	1,1	0,9	0,7	0,5	0,2	0	-0,2
$r_k \cdot \text{ctg}\phi \cdot \ln(r_k/r_a)$	16,3	16,2	16,1	16	15,9	15,8	15,7	15,6	15,5	15,4	15,3	15,2
m_i	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0	-0,1
J_i	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0	-0,1
ϕ_i	2,5	2,3	2	1,8	1,6	1,4	1,2	0,9	0,7	0,5	0,2	0
Q_i	180	163,6	147,3	131	114,9	98,8	82,7	66,6	50,5	34,3	17,8	0,9

По данным таблицы 3.6 строим график зависимости $\phi_i = f(r_i)$, представленный на рисунке 3.2. На основе данных таблицы 3.6, а также построенного графика выполняем теоретический чертеж спиральной камеры (Приложение В, рисунок В.3).

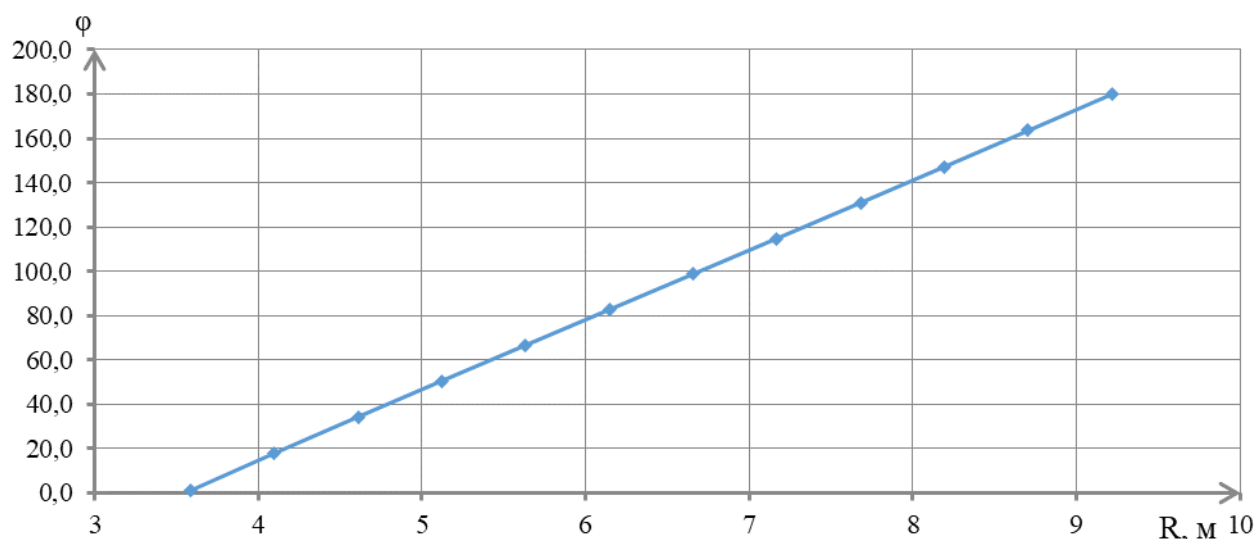


Рисунок 3.2- График зависимости $\phi_i = f(r_i)$

3.2.3 Расчет вала на прочность

Произведем расчет вала на прочность.

$$D_v^* \geq (5.1 \cdot M_{кр} / [\tau_{доп}])^{0,33} \text{ м}, \quad (3.17)$$

где, $[\tau_{\text{доп}}] = 33 \text{ МПа}$;

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot N/n_{\text{синх}}. \quad (3.18)$$

Результаты расчетов занесем в таблицу 3.7:

Таблица 3.7–Результаты расчета вала на прочность

N	$n_{\text{синр}}$	D1	$\tau_{\text{доп}}$	M кр	Dв пр	Dв
кВт	об/мин	м	Па	МН/м	м	м
80857	150	5,3	0,033	0,053	0,945	0,95

Принимаем диаметр вала из стандартных значений равный 1.8 м.

3.2.4 Расчет подшипника

Рассчитаем два варианта подшипников.

Результаты расчетов приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8– Расчет подшипников

			кольцевой			сегментный		
d п	R рад	U	p уд пр	P уд	R1	L сег	p уд	p уд пр
м	кН	м/сек	кПа	кПа	кН	м	кПа	кПа
0,97	81,37	15,23	441,67	441,64	33,7	0,34	593,7	761,5

$$p_{\text{уд}} \leq [p]_{\text{уд пр}}. \quad (3.19)$$

Из условия 3.35, выбираем сегментный подшипник.

3.2.5 Выбор типа МНУ и колонки управления

По номограмме представленной в [6] для турбины ПЛ60а-В-530 определим тип маслонапорной установки: МНУ 4/1–40–4–2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 4 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 4–2 вместимостью 4 м³ с двумя насосами.

Маслонапорную установку расположим под съемным перекрытием машинного зала, в зоне действия крана машинного зала.

По таблице, приведенной в [6] выбираем электрогидравлический регулятор: ЭГР-100-11.

3.3 Гидрогенераторы

Подбираем гидрогенератор по справочным данным для утвержденной турбины ПЛ60-В-530 по следующим параметрам: $N_a = 80857 \text{ МВт}$; $n_c =$

150 об/мин.

Подобран серийный гидрогенератор СВ 850/190-40, со следующими данными, представленными в таблице 3.9.

Таблица 3.9–Номинальные данные гидрогенератора СВ 850/190-40

	Параметры	Единицы	Значения
1	Номинальная кажущаяся мощность	МВА	100
2	Номинальная активная мощность	МВт	90
3	Номинальный коэффициент мощности		0,9
4	Номинальное напряжение	кВ	15,75
5	Допустимые отклонения по напряжению	%	±5
6	Номинальный ток статора	А	3500
7	Номинальная частота сети	Гц	50
8	Допустимые отклонения по частоте	%	±
9	Частота вращения	1//мин	
9,1	- номинальная		150
9,2	- угонная		300
10	Маховой момент гидрогенератора	Т*М ²	16000
11	КПД гидрогенератора	%	0,98
12	Индуктивные сопротивления:	о.е.	
12,1	- синхронное по продольной оси, X _d		0,75
12,2	- синхронное по поперечной оси, X _q		-
12,3	- переходное по продольной оси, X' _d		0,27
12,4	- сверхпереходное по продольной оси, X'' _d		0,19

3.4 Подъёмно-транспортное оборудование

В машинном зале ГЭС устанавливается основное крановое оборудование станции, предназначенное для выполнения всех грузоподъемных операций и перемещения грузов внутри машинного зала, и монтажной площадки.

По справочным данным, в соответствии с шириной пролёта и весом самого тяжёлого узла оборудования машинного зала выбираем мостовой кран КМ 500/100: длина крановой тележки – 6,5 м.; ширина – 7 м.; высота подъёма крюков до 9 м.; скорость подъёма груза – 1,0 м/с.

4. Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Основные требования предъявляемые к главным схемам ГЭС:

- Надежность и безотказность в работе;
- Маневренность схемы;
- Простота и наглядность;
- Экономичность.

В соответствии со Стандартом организации «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» СТО РусГидро 01.01.78-2012 в главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- одиночный блок;
- укрупненный блок;
- объединенный блок.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического расчета.

Для рассмотрения принимаются схемы одиночного и объединенного блоков, представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

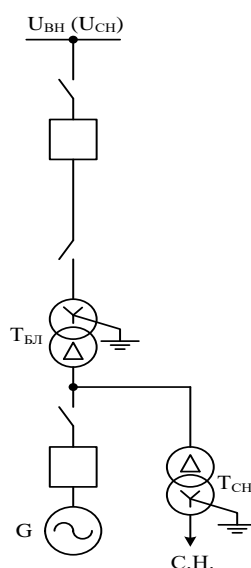


Рисунок 4.1 - Структурная схема простого блока

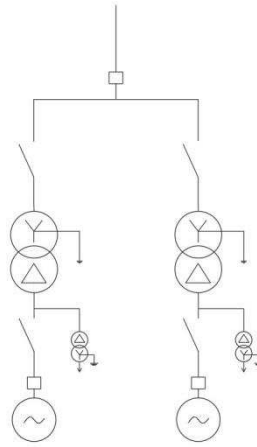


Рисунок 4.2 - Структурная схема объединенного блока

Для обеспечения надежности в условиях подземного здания ГЭС была выбрана схема простого блока.

4.2 Главные повышающие трансформаторы

4.2.1 Выбор трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{90 - 1}{0,9} = 98,8 \text{ МВ} \cdot \text{А} , \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ-8000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$\kappa, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$x, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				

Рассчитаем время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4560}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2947 \frac{\text{ч}}{\text{год}} , \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

- г
- д $T_{пл} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
- е $\omega = 0,03$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_B = 70$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.
- μ
 – частота ремонтов трансформаторов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8728 = 785,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

- где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.
 Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_H &= \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,32}{1} \cdot \left(\frac{98,8}{80} \right)^2 \cdot 2947 = \\ &= 1438,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H), \quad (4.6)$$

- где β_1 – цена за электроэнергию, согласно Федеральной службе по тарифам,
 $\beta_1 = 1,88$ руб/ кВт. ч

$$I_{пот} = 2,56 \cdot (785,5 + 1438,3) = 5692,93 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для восьми блоков:

$$I_{пот1}^{220} = 7 \cdot 5692,93 = 39580,5 \text{ тыс. руб/год.} \quad (4.7)$$

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 0,01% от $S_{Г\text{ ном}}$:

$$S \quad (4.8)$$

На генератор устанавливается собственный трансформатор собственных нужд. По каталожным данным выбираем ТСЗ – 2500/15 У1 стоимостью 1250 тыс.руб. Таких трансформаторов потребуется 3 штуки. Общая стоимость составит – 3750 тыс.руб.

В качестве резерва выбираем трансформатор ТДНС 10000/35-У1, 3 ДГУ ЭДБ 1000-4/6,3

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{Г} \cdot \left(\frac{P_{Г} - P_{сн}}{\cos\varphi_{Г}} \right), \quad (4.9)$$

$$S_{\Sigma} = 7 \cdot \left(\frac{90 - 1}{0,9} \right) = 692,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}; \cos\varphi = 0,85.$$

Число линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{P_{\text{нат}}/\cos\varphi} = \frac{692,2}{135/0,85} = 4,36 \approx 4 \text{ шт.} \quad (4.10)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 4 + 1 = 5$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{692,2}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,303 \text{ кА.} \quad (4.11)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,303 = 981 \text{ А}, \quad (4.12)$$

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

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

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{692,2}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,364 \text{ кА}. \quad (4.13)$$

Исходя из условия $I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$:

$I_{\text{доп}} = 605 > I_{\text{п.ав}} = 364$ – следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.3.2 Выбор схемы РУ ВН

Выбор схемы электрических присоединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, экономичность, оперативная гибкость (приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

В соответствии с Технической политикой ОАО «РусГидро», «вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые РУ 110 кВ и выше должны выполняться, как правило, КРУЭ внутри здания. В зонах холодного климата с минимальной температурой -50°C и ниже, а также в зонах со снежным покровом более 1,5м применение КРУЭ обязательно».

В сложных климатических условиях района проектируемой ГЭС эксплуатационная надежность оборудования 220 кВ для ОРУ уступает надежности КРУЭ в закрытом помещении.

Число присоединений РУ 220 кВ –13:

-6 ВЛ 220 кВ;

-7 блока;

Схема распределительного устройства, во многом так же зависит от схемы поставляемого оборудования производителем.

Применение более простых схем в КРУЭ обусловлено более высокой надежностью оборудования КРУЭ по сравнению с оборудованием ОРУ.

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций

35-750 кВ", окончательно принимаем схему распределительного устройства по производителю выбранного КРУЭ – две системы сборных шин.. Выбранная схема РУ – 500 кВ представлена на рисунке 4.3.

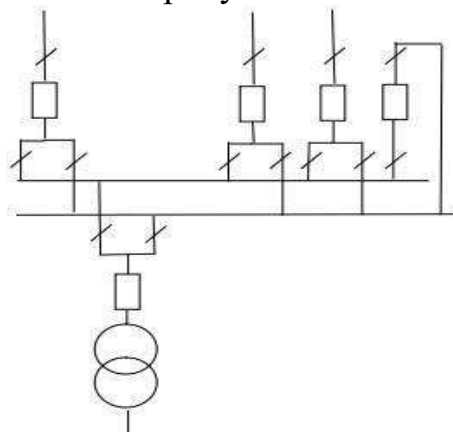


Рисунок 4.3 - Структурная схема РУ-220 кВ

4.4 Электротехническое оборудование

4.4.1 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,19 \cdot \frac{15,75^2}{100} = 0,471 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

где x_{d}'' - сверхпереходное продольное сопротивление генератора;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{НОМ}$ – полная мощность генератора.

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{б} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.13)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = 80,53 \text{ Ом.} \quad (4.14)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,7 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = (x_{0,\text{уд}} \cdot l) / n = (0,435 \cdot 140) / 6 = 10,15 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{\text{б1}} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.17)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{230} = 0,0684. \quad (4.18)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_\Gamma = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{\text{а,}\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,471}{50} = 0,009 \text{ Ом.} \quad (4.19)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{\text{а,}\text{С}} \cdot \omega} = \frac{352,7}{50} = 7,05 \text{ Ом.} \quad (4.20)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l / n = 0,118 \cdot 140 / 6 = 2,75 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,32 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,93 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Ниже представлены рисунки (4.4-4.6) с внесёнными в RastrWin исходными данными. Получившиеся данные показаны в таблице 4.2.

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим							
№	...	s0	...	Но...	Название	№ АРМ	U_...	G_ш	V_ш	g0	b0
1	<input checked="" type="checkbox"/>		зак	1	Блок1		16				
2	<input type="checkbox"/>		зак	2	Блок2		16				
3	<input type="checkbox"/>		зак	3	Блок3		16				
4	<input type="checkbox"/>		зак	4	Блок4		16				
5	<input type="checkbox"/>		зак	5	Блок5		16				
6	<input type="checkbox"/>		зак	6	Блок6		16				
7	<input type="checkbox"/>		зак	7	Блок7		16				
8	<input type="checkbox"/>		у	8	КРУЭ		230				
9	<input type="checkbox"/>		у	9	Система		230				
10	<input type="checkbox"/>		у	10	Г1		16				
11	<input type="checkbox"/>		у	11	Г2		16				
12	<input type="checkbox"/>		у	12	Г3		16				
13	<input type="checkbox"/>		у	13	Г4		16				
14	<input type="checkbox"/>		у	14	Г5		16				
15	<input type="checkbox"/>		у	15	Г6		16				
16	<input type="checkbox"/>		у	16	Г7		16				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим																
№	S	Тип	s0	t...	N_...	N_...	...	Название	R	X	G	B	Б...	N...	Кт/г	r0	x0	g0	b0	№ мс...
1	<input type="checkbox"/>	Тр-р	T...	8	1			КРУЭ - Блок1	2,93	80,53					0,068					
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	T...	8	2			КРУЭ - Блок2	2,93	80,53					0,068					
3	<input type="checkbox"/>	Тр-р	T...	8	3			КРУЭ - Блок3	2,93	80,53					0,068					
4	<input type="checkbox"/>	Тр-р	T...	8	4			КРУЭ - Блок4	2,93	80,53					0,068					
5	<input type="checkbox"/>	Тр-р	T...	8	5			КРУЭ - Блок5	2,93	80,53					0,068					
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	T...	8	6			КРУЭ - Блок6	2,93	80,53					0,068					
7	<input type="checkbox"/>	Тр-р	T...	8	7			КРУЭ - Блок7	2,93	80,53					0,068					
8	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	V...	8	9			КРУЭ - Система	2,75	10,15										
9	<input type="checkbox"/>	Выкл	V...	1	10			Блок1 - Г1												
10	<input type="checkbox"/>	Выкл	V...	2	11			Блок2 - Г2												
11	<input type="checkbox"/>	Выкл	V...	3	12			Блок3 - Г3												
12	<input type="checkbox"/>	Выкл	V...	4	13			Блок4 - Г4												
13	<input type="checkbox"/>	Выкл	V...	5	14			Блок5 - Г5												
14	<input type="checkbox"/>	Выкл	V...	6	15			Блок6 - Г6												
15	<input type="checkbox"/>	Выкл	V...	7	16			Блок7 - Г7												

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

..	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	Г1	10	0,009	0,471	0,009	0,471			17,...				21,...	-88,...					21,...	-88,...	-21,...	-28,...	21,...	31,0...
2		2	Г2	11	0,009	0,471	0,009	0,471			17,...				3,195	-88,...					3,195	-88,...	-3,1...	-28,...	3,195	31,9...
3		3	Г3	12	0,009	0,471	0,009	0,471			17,...				3,195	-88,...					3,195	-88,...	-3,1...	-28,...	3,195	31,9...
4		4	Г4	13	0,009	0,471	0,009	0,471			17,...				3,195	-88,...					3,195	-88,...	-3,1...	-28,...	3,195	31,9...
5		5	Г5	14	0,009	0,471	0,009	0,471			17,...				3,195	-88,...					3,195	-88,...	-3,1...	-28,...	3,195	31,9...
6		6	Г6	15	0,009	0,471	0,009	0,471			17,...				3,195	-88,...					3,195	-88,...	-3,1...	-28,...	3,195	31,9...
7		7	Г7	16	0,009	0,471	0,009	0,471			17,...				3,195	-88,...					3,195	-88,...	-3,1...	-28,...	3,195	31,9...
8		10	Система	9	7,053	352...	7,053	352...	7,053	352...	230...				0,061	-87,...					0,061	-87,...	-0,0...	-27,...	0,061	32,2...

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.2 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

№ сост.	Тип	П1	I _{п.0} , кА
1	3ф	3	41,88
1	3ф	2	3,08
1	1ф	2	6,17

4.4.2 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований. Проведем проверку токоведущих частей на термическую стойкость, это выполняется для того, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г7 15,75 кВ:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}}, \quad (4.23)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 3,7 \text{ кА.}$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-80000/220:

$$I_{Т1-Т3,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = 1,05 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,24 \text{ кА.} \quad (4.24)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 500 кВ:

$$I_{Л1-Л3,раб.мах} = \frac{S_{Г1-Г7}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{693}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 220} = 0,303 \text{ кА,} \quad (4.25)$$

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

$$I_{Л1-Л3,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г6}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{8 \cdot 370}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 500} = 0,364 \text{ кА.} \quad (4.26)$$

4.4.3 Выбор и проверка аппаратов 220 кВ

В качестве электротехнического коммутационного аппарата высокого напряжения было выбрано комплектной распределительное устройство с элегазовой изоляцией ЯГГ-220 производства ОАО «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург).

Преимущества данной системы заключается в ее компактности, что приводит к снижениям затрат на инфраструктуру. Высокая скорость установки и ввода в эксплуатацию. Высокое качество продукции за счет полной заводской сборки и тестирования. Легкая и удобная эксплуатация и обслуживание. Дополнительные функции для цифровых подстанций.

Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционально току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты.

Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 220 кВ.

Каталожные данные КРУЭ 220 кВ представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры ЯГГ-220

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ЯГГ-220	
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$	В состав входят трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, заземлители, разъединители.
$I_{\text{раб max}} = 364 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 6,17 \text{ кА}$	$I_{\text{номоткл}} = 50 \text{ кА}$	
$i_y = 25,08 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 125 \text{ кА}$	

Устанавливаются измерительные трансформаторы тока ТТЭО-220 (таблица 4.4).

Таблица 4.4 – Параметры трансформатора тока.

Условие выбора	Расчётная величина	Данные ТТЭО-220 по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 329 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 0,2 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 5 \text{ ВА}$

Устанавливаются укомплектованные заземлителями разъединители» (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Параметры разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{сетином}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{\text{рабmax}} = 364 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$i_y = 25,08 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$I_{\text{по}} = 6,17 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} = 40 \text{ кА}$

Устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения ТНЭО-220 заземленный однофазный с газовой изоляцией. Подключаются на каждую из сборных шин и воздушных линий.

По ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 220 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения устанавливается ОПН-П-220/680/176 производства «Полимераппарат».

Выбран анализатор сети АПКЭ-1 производство ООО "НПФ Прософт-Е" и синхронизатор АС-М3 производство ООО «АСУ-ВЭИ» (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	Ethernet M-bus	0,5	0,2
Синхронизатор	АС-М3	Ethernet M-bus	0,5	35

По значениям токов рабочего и утяжеленного режимов выбирается высокочастотный заградитель – ВЗ-1250-0,5 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения – укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

4.4.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

Выбираем для генераторов, присоединённых к РУ ВН генераторный комплекс КАГ-20, производитель ОАО «Электроаппарат», который состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры FKG1F

Параметры	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	15,75	20
Ток максимальный рабочий, кА	3,7	8
Ток КЗ, кА	41,8	90
Ток ударный	115,1	230

Из ПУЭ трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 15,75 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПН-п-20 (п-полимер, материал покрышки).

Устанавливаются измерительные трансформаторы тока ТШЛ-СЭЩ 20 (четыре вторичных обмотки) со стороны главных выводов, ТЗЛК-СЭЩ со стороны нулевых выводов. На присоединении трансформатора собственных нужд еще ТОЛ-СЭЩ производства «Электроцит».

Устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения – 3хЗНОЛ-СЭЩ 20 (заземленный, с литой изоляцией, трехфазная группа) производства «Электроцит».

5 Устройства РЗА

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.

5.1 Расчет номинальных токов

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

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^1 = \frac{P_{\text{ном}} / \cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{90 \cdot 10^3 / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 3666 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^2 = \frac{I_{\text{нг}}^1 \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{3666 \cdot 1}{4000/5} = 4,58 \text{ А.} \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^1 = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 238,6 \text{ А.} \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^2 = \frac{I_{\text{вн}}^1 \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{238,6 \cdot 1}{300/5} = 3,98 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{нн.те.}} = \frac{I_{\text{ном.рот.}}}{1,2255} = \frac{1185}{1,2255} = 967 \text{ А;} \quad (5.5)$$

$$S_{\text{те}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.те.}} \cdot I_{\text{нн.те.}} = \sqrt{3} \cdot 0,315 \cdot 967 = 527 \text{ кВА.} \quad (5.6)$$

Принимаем трансформатор мощностью 1000 кВА.
На высшем напряжении трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВН те}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,7 \text{ А.} \quad (5.7)$$

На низшем напряжении трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН те}}^2 = \frac{I_{\text{ВН те}}^1}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{36,7}{50/5} = 3,67 \text{ А.} \quad (5.8)$$

На трансформаторе тока высшей стороны трансформатора возбуждения приведенное к переменному току:

$$I_{\text{ВН те-р}}^1 = \frac{I_{\text{НОМ рот}} \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{1185 \cdot 0,315 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15,75 \cdot 50/5} = 1,9 \text{ А} \quad (5.9)$$

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ-850/190-40 – 100 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий
- Защита от длительной форсировки
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТЦ-80000/220:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));

- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 15,75 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
 - Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
 - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
 - УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 15,75 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_H = 3666$ А.

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

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3666 = 183,3 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.
 Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 183,3 = 366,6 \text{ А}, \quad (5.11)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3666 = 549,9 \text{ А};$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{МАКС}, \quad (5.12)$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E''_Г}{X''_d} \cdot I_H = \frac{1,05}{0,19} \cdot 3666 = 20259 \text{ А}, \quad (5.13)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 20259 = 2026 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.14)$$

где $K_H = 2$ – Коэффициент надежности;

I_T – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{2026 \cdot 2}{20259} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.15)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.16)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

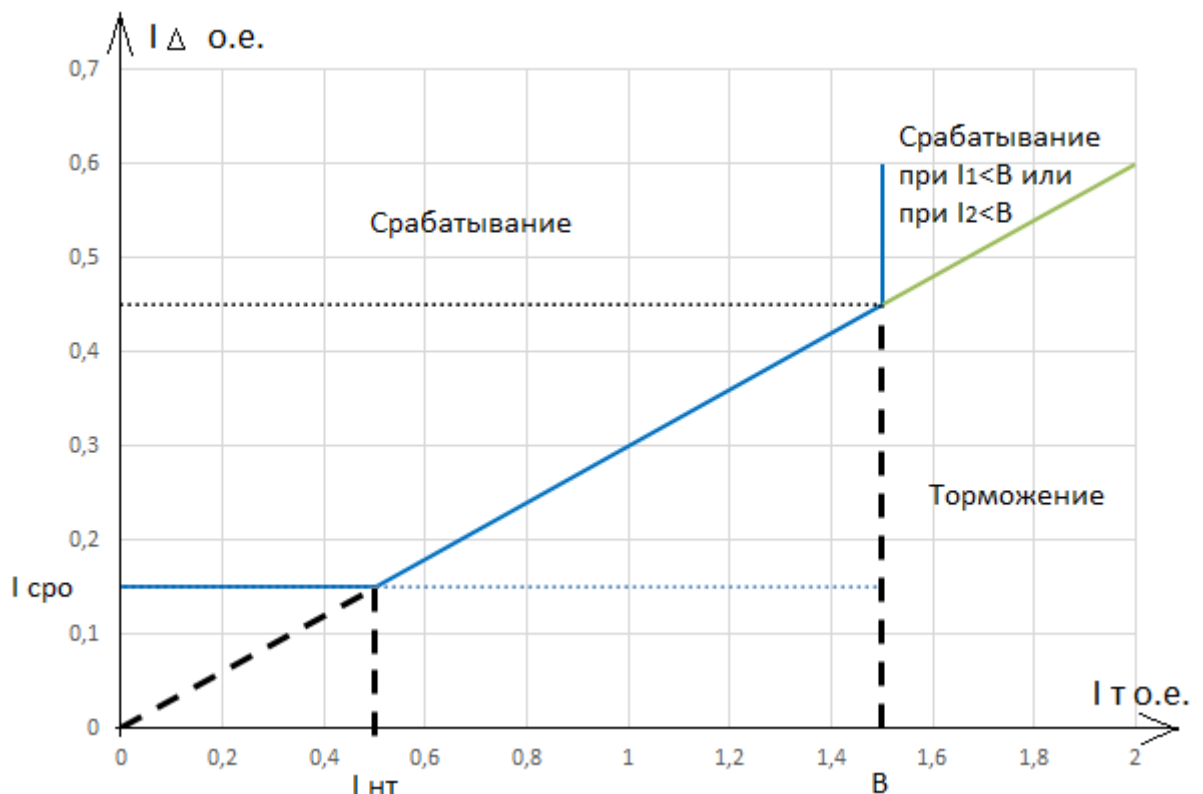


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 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-й орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

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

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

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

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

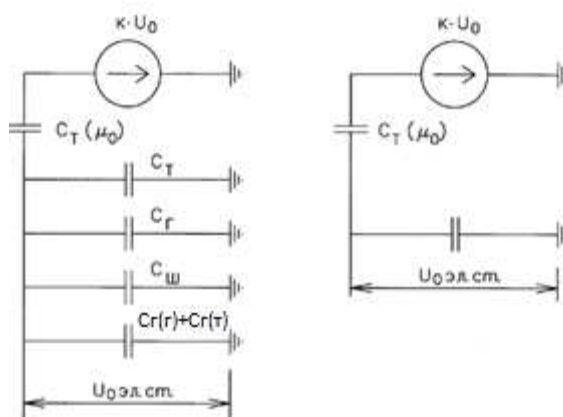


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.9)$$

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

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

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

C_Γ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,9 мкФ/фазу (по данным завода);

C_{T-} – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

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

$C_{\Gamma(T)}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны трансформатора блока. Принимаем равной 0,24 мкФ/фазу (по данным завода);

$C_{\Gamma(\Gamma)}$ – ёмкость генераторного комплекса выключателя 15,75 кВ со стороны трансформатора блока. Принимаем равной 0,11 мкФ/фазу (по данным завода);

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ.} \quad (5.17)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_\Sigma &= C_T + C_\Gamma + C_{ш} + C_{\Gamma(T)} + C_{\Gamma(\Gamma)} = \\ &= 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,24 + 0,11 = 1,27 \text{ мкФ/фазу.} \end{aligned} \quad (5.18)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_n \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,265 = 10,82 \text{ А.} \quad (5.19)$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,01}{0,01 + 1,27} = 218,8 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 218,8}{\frac{15,75}{0,1}} = 5,15 \text{ В,} \quad (5.20)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 $n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой равной 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с, действует на сигнал; U_{02G} с уставкой равной 10 В с выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата с последующим отключением выключателя генератора, гашением полей ГГ и ВГ, остановом турбины и сбросом аварийно-ремонтных затворов; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,32 \text{ о.е.} \quad (5.21)$$

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

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

5.2.4 Защита от повышения напряжения

Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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

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

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.23)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_N, \quad (5.24)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 I_N – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_2^2, \quad (5.25)$$

где $A = 16$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$.

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_N.$$

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

$$I_{*2\text{пуск}} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{500}} = 0,18. \quad (5.26)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_N} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.27)$$

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}}. \quad (5.28)$$

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

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

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.29)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.30)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

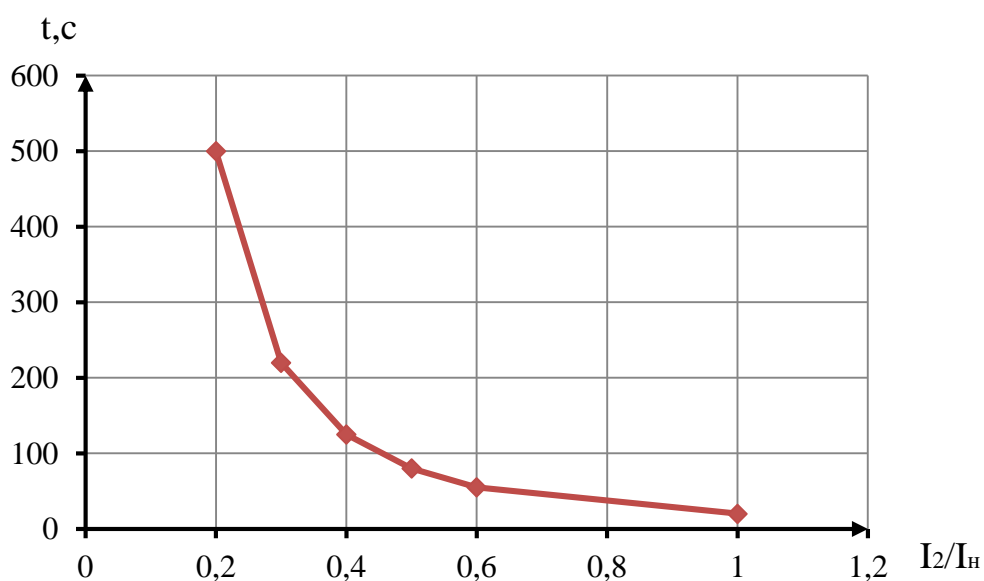


Рисунок 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot I_2^*}{K_{\text{ч}}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 0,0111}{1,3} \cdot \frac{242}{15,75} = 0,262 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.31)$$

$$I_2^* = \frac{E'}{2 \cdot (X_{\text{T}}^* + X_{\text{Г}}^*)} = \frac{1}{2 \cdot (0,14 + 44,86)} = 0,0111 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

где $X_{\text{Г}}$ – сопротивление обратной последовательности генератора;
 X_{T} – сопротивление трансформатора в относительных единицах.
 $K_{\text{ч}} = 1,3$ – коэффициент чувствительности.

$$X_{\text{T}}^* = \frac{U_{\text{k}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{80} = 0,14 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

$$X_{\text{Г}}^* = X_{\text{д}}'' \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \right)^2 = 0,19 \cdot \frac{100}{100} \cdot \left(\frac{242}{15,75} \right)^2 = 44,86 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

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

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot I_2^*}{K_{\text{ч}}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{2 \cdot 0,0111}{1,3} \cdot \frac{242}{15,75} = 0,262 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.35)$$

$$I_2^* = \frac{E'}{2(X_T^* + X_G^* + X_L^*)} = \frac{1}{2(0,14 + 44,86 + 0,014)} = 0,0111 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

где X_L^* – сопротивление прямой и обратной последовательности ЛЭП;

$$X_L^* = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ВН}^2} = 0,435 \cdot 140 \cdot \frac{80}{6 \cdot 242^2} = 0,014 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

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

5.2.6 Защита от симметричных перегрузок

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.38)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.39)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.2. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	3800	1200	4560	340	280	160	80	3

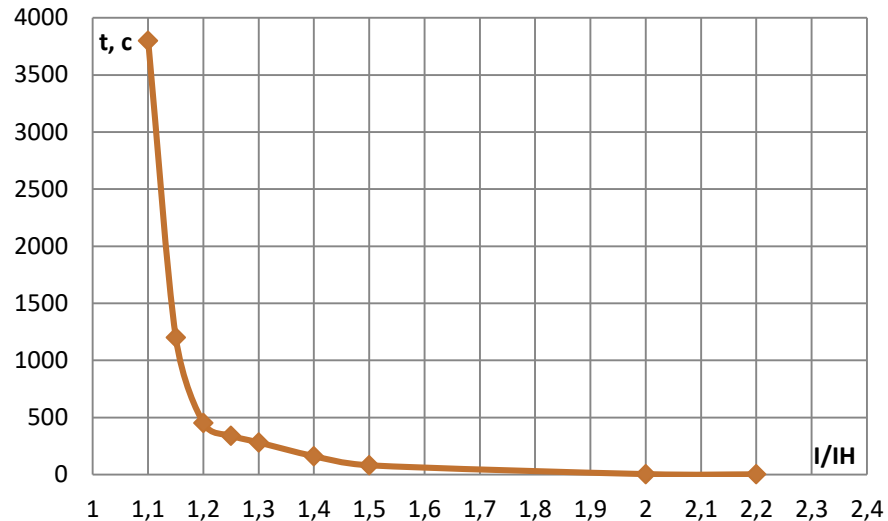


Рисунок 5.4 - Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.40)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В}. \quad (5.41)$$

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

5.2.7 Дистанционная защита генератора

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.

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

Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{6} \cdot 60,9 = 72,5 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{100}{80} + \frac{0,8}{6} \cdot \frac{100}{242^2} \cdot 60,9 = 0,12 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,12 \cdot 2,5 = 0,3 \text{ Ом,} \quad (5.44)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{15,75^2}{100} = 2,5.$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1с.з.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,3 \cdot \frac{\frac{15000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 1,52 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,52 \text{ Ом.}$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 3666} = 2,5 \text{ Ом,} \quad (5.46)$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ} - 0,95}{I_{В.ХХ}}}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1185 - 0,95}{681}}{0,75} = 3,37, \quad (5.47)$$

где $I_{В,ХХ}$ – ток ротора холостого хода, А;
 X_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е.} \quad (5.48)$$

$$\cos \varphi_{нагр.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\phi} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,379. \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{нагр.Ф} \approx 68^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{С.ЗII} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о.е.} \quad (5.50)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{СР II} = \frac{Z_{С.ЗII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,86 \cdot 4000 / 5}{15750 / 100} = 4,37 \text{ Ом.} \quad (5.51)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,37 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

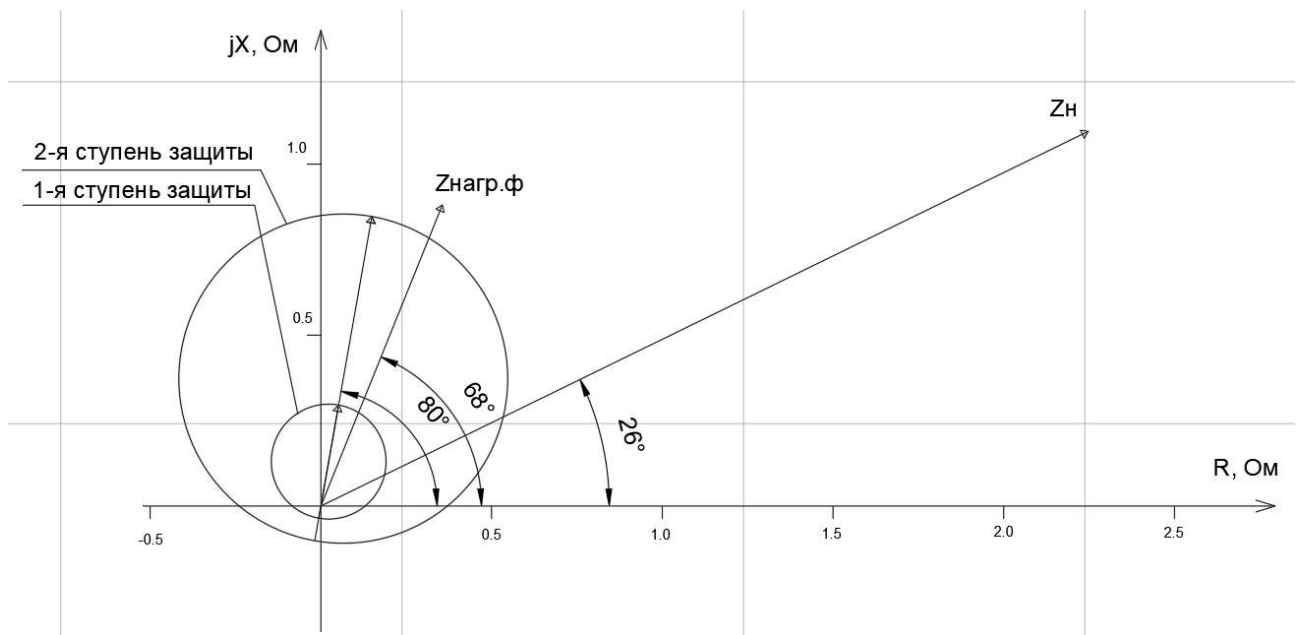


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.8 Защита ротора от перегрузки

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{P,СИГН.} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р.} = 1,07 \cdot 1,9 = 2,033 \text{ А.} \quad (5.52)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P,ПУСК.} = 1,12 \cdot I_{НОМ.Р.} = 1,1 \cdot 1,9 = 2,09 \text{ А.} \quad (5.53)$$

Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.3), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

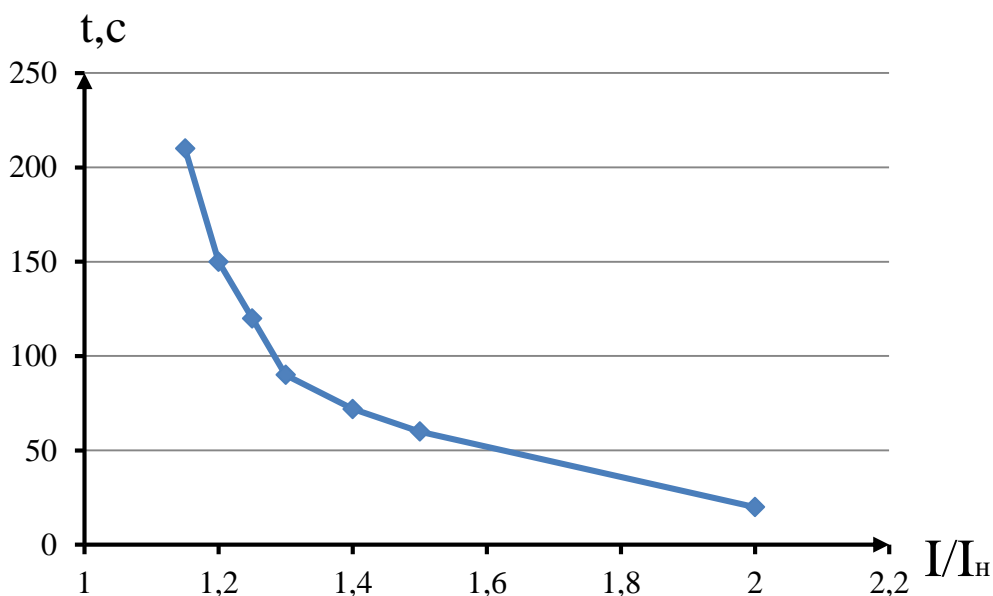


Рисунок 5.6 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.OTC.} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{2,2 \cdot 1,9}{0,98} = 4,256 \text{ А} \quad (5.54)$$

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

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор был выбран шкаф защиты генератора, работающего на сборные шины фирмы «ЭКРА» - ШЭ1110-900G.

Шкаф ШЭ1110-900G выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Для каждого комплекта защит должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

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

Для защиты системы тиристорного самовозбуждения генератора был выбран шкаф ШЭ1113-910ЕТ фирмы «ЭКРА».

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Обоснование класса ГТС

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

Высота ГТС находится в пределах 60-100 м на скальном основании, мощность ГЭС ($N_{уст} = 566$ МВт) попадает в промежуток менее 1000 МВт. На основании этих данных по СП [3] можно сделать вывод, что ГТС имеет II класс.

6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

В качестве грунтовой плотины принимаем каменно-набросную плотину с откосами равными $m = 2$.

За отметку гребня грунтовой плотины $\nabla ГГП$ принимаем отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s = 60 + 7,58 = 67,58 м, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 6,68 + 0,143 + 0,607 = 7,58 м, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

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

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 2,82 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{28^2 \cdot 8150}{9,81 \cdot 30} \cos 0^\circ = 0,061 м, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП [32];

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, 28 м/с;

L – длина разгона волны (8150 м),

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla НПУ - \nabla ДНА}{2} = \frac{60 - 0}{2} = 30 \text{ м.} \quad (6.4)$$

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

1. Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 8150}{28^2} = 102,0$ и

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{28} = 7568,$$

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

2. Из графика [32] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

Для $\frac{gL}{V_w^2} = 102,0$: параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,6$.

Для $\frac{gt}{V_w} = 7568$: параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,072$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,6$.

Затем, используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,018$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,6$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = 1,44 \text{ м}; \quad \bar{T} = 4,57 \text{ с.}$$

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,57^2}{2\pi} = 32,62 \text{ м.} \quad (6.5)$$

4. Условие $d > 0,5 \bar{\lambda}_d$; $30 \text{ м} > 16,31 \text{ м}$ выполняется и, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,44 \cdot 2,09 = 3,01 \text{ м.} \quad (6.6)$$

где $K_i = 2,09$ – коэффициент, определяемый по графику [32] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

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

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 1,8 \cdot 3,01 = 6,83\text{м}, \quad (6.7)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости, для откоса, укрепленного камнем;

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по [32, таблица 7] при $m = 1,6$;

$k_{run} = 1,8$ – коэффициент, принимаемый по графикам [32, рис. 10] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 10,84$ на глубокой воде и $m = 2$.

6.2 Гидравлические расчеты

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

6.2.1. Определение ширины водосливного фронта

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

$$Q_p = Q_{\max.расч} - Q_{ГЭС} = Q_{\max.расч} - Q_{1агр}(n - 2) - Q_{ав.вод} = 3988 - 359 \cdot (7 - 2) - 445 = 1748\text{м}^3 / \text{с}, \quad (6.8)$$

где $Q_{\max.расч} = Q_{\max 1\%} = 3988\text{м}^3 / \text{с}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС I класса; n – число гидроагрегатов ГЭС.

$Q_{1агр} = 359\text{м}^3 / \text{с}$ – расход через один агрегат;

$Q_{ав.вод} = 445\text{м}^3 / \text{с}$ – расход через глубинный водосброс;

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_s} = \frac{1748}{54,15} = 33,3\text{м}, \quad (6.9)$$

где q_s – удельный расход на водосливе, равный

$$q_s = 1,25q_p = 1,25 \cdot 43,32 = 54,15\text{м}^2 / \text{с}, \quad (6.10)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 4 \cdot 10,83 = 43,32 \text{ м}^2 / \text{с}, \quad (6.11)$$

где $h_{НБ} = 10,83 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{осн. \max}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для трещиноватой скалы – 4 м/с).

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому принимается $n = 2$ количество пролетов по 18 метров, $B = 2 \cdot 18 = 36 \text{ м}$.

Окончательная ширина водосливного фронта $B = 36$.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b,$$

$$\delta_B \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 18 \text{ м},$$

$$\delta_B \geq (2,16 \div 2,88) \text{ м}.$$

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

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 18 \cdot 2 + (2 - 1) \cdot 3 = 39 \text{ м}. \quad (6.12)$$

6.2.2. 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} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1748}{0,49 \cdot 36\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,94 \text{ м}, \quad (6.13)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1748}{0,49 \cdot 0,917 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,4 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где σ_n – коэффициент подтопления ($\sigma_n = 1$);

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{7,94}{18} = 0,949, \quad (6.15)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролётов;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a (рисунок 6.1), и от формы верховой грани быка, принимается 0,45.

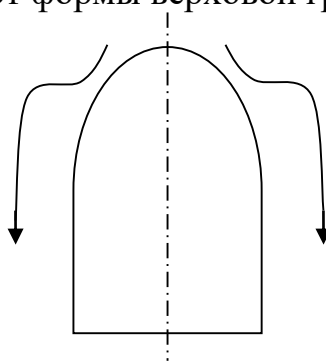


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 8,4 - \frac{1,1 \cdot 0,75^2}{2g} = 8,37 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА)(B + (n-1)\delta_0)} = \frac{1748}{(60-0) \cdot (36 + (2-1) \cdot 3)} = 0,75 \text{ м/с}, \quad (6.17)$$

где δ_0 – толщина быка;

B – ширина водосбросного фронта с учетом дополнительного пролета, если таковой есть.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, $H_{ст} = 9$ м.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 60 - 9 = 51 \text{ м}. \quad (6.18)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 51 + 1,6 \cdot 9 = 65,4 \text{ м}. \quad (6.19)$$

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка $\nabla ГБ$, устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из: $\nabla ГПП = 67,58\text{м}$ и $\nabla ГБ = 65,4\text{м}$:
 $\nabla ГПП = 67,58\text{м}$

6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{01нов} = \left(\frac{Q_{р.нов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2320}{0,49 \cdot 36\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,59\text{м}, \quad (6.20)$$

$$Q_{р.нов} = Q_{\max 0,1\%} - (n-2) \cdot Q_{\text{газр}} - Q_{\text{ав.вод}} = 4560 - 5 \cdot 359 - 445 = 2320\text{м}^3 / \text{с}, \quad (6.21)$$

где $Q_{\max.нов} = Q_{\max 0,1\%} = 4560\text{м}^3 / \text{с}$ – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая для ГТС II класса;

$Q_{\text{ав.вод}} = 445\text{м}^3 / \text{с}$ – расход, сбрасываемый через глубинный водосброс (п. 2.5);

B – сумма всех пролетов.

$$H_{02нов} = \left(\frac{Q_{р.нов}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2320}{0,49 \cdot 0,939 \cdot 1 \cdot 36\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,00\text{м}, \quad (6.22)$$

где σ_n – коэффициент подтопления ($\sigma_n = 1$);

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01нов}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{9,59}{18} = 0,939\text{м}. \quad (6.23)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{нов} = H_{02нов} - \frac{\alpha V_{0нов}^2}{2g} = 10,00 - \frac{1,1 \cdot 0,98^2}{2 \cdot 9,81} = 9,95\text{м}, \quad (6.24)$$

$$\text{где } V_{0нов} = \frac{Q_{р.нов}}{(\nabla ФПУ - \nabla ДНА)(B + (n-1)\delta_\sigma)} = \frac{2320}{(60-0) \cdot (36 + (2-1) \cdot 3)} = 0,98\text{м/с}, \quad (6.25)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\PY_p = \nablaГВ + H_{нов} = 51 + 9,95 = 60,95 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Так как исходная $\nabla\Phi\PY = 61\text{м}$ больше расчетной $\nabla\Phi\PY_p = 60,95\text{м}$, то из этого следует, что при выбранном В, пропустить поверочный расход возможно.

Принимаем отметку форсированного уровня $\nabla\Phi\PY = 61\text{м}$

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицера (таблица 6.1, рисунок 6.2).

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ст} = 9 \text{ м}$.

Номер точки	x	y	x·Hст	y·Hст
1	0	0,126	0	1,134
2	0,1	0,036	0,9	0,324
3	0,2	0,007	1,8	0,063
4	0,3	0	2,7	0
5	0,4	0,006	3,6	0,054
6	0,5	0,027	4,5	0,243
7	0,6	0,06	5,4	0,54
8	0,7	0,1	6,3	0,9
9	0,8	0,146	7,2	1,314
10	0,9	0,198	8,1	1,782
11	1	0,256	9	2,304
12	1,1	0,321	9,9	2,889
13	1,2	0,394	10,8	3,546
14	1,3	0,475	11,7	4,275

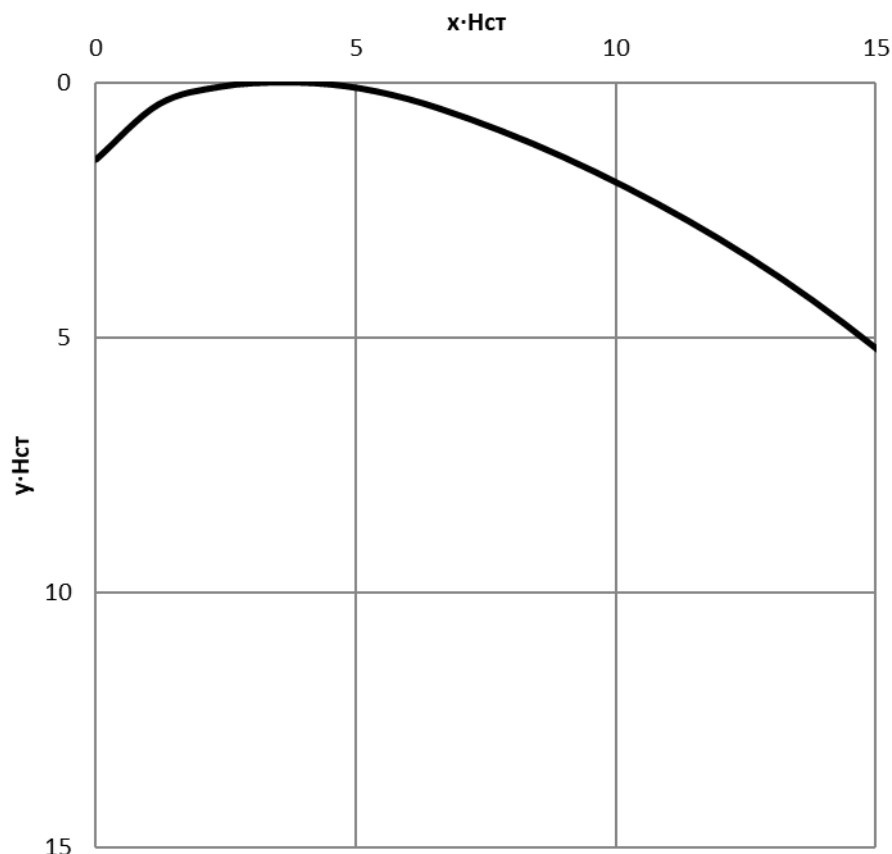


Рисунок 6.2 - Оголовок водосливной плотины

6.2.5 Расчет резервного, глубинного водосброса

Расход через глубинный водосброс должен обеспечивать:

- 1) Опорожнение водохранилища до УМО
- 2) $Q_{\text{ВХК}} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$

$$Q = \frac{\nabla V}{t} = \frac{8,07 \cdot 10^9}{7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 445 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.27)$$

где ∇V – полезный объём водохранилища;
 t – время сработки;

Принимаем расход который должен пропускать глубинный водослив равный $Q_{\text{глуб}} = 445 \text{ м}^3/\text{с}$;

Проектируем незатопленные выходные отверстия;

Задаемся напором над центром выходного отверстия равным: $H_{\text{во}} = 50 \text{ м}$, при высоте отверстия 2 м. (Рисунок 6.3)

Определим суммарную площадь выходных сечений:

$$\Sigma \omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{глуб}}}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{445}{0,82 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 50}} = 18 \text{ м}^2, \quad (6.28)$$

где μ – коэффициент расхода, принимаем 0,82.
Принимаем количество отверстий $n = 2$, с размерами 3×3 м.

6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе за основным эксплуатационном водосбросом

Определяем параметры гидравлического режима за водосливной плотиной.

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_0)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1748^2}{(36 + (2-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 6,1 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{44,82}{0,97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (60,0 - 0,0 - 0)}} = 1,35 \text{ м} \quad (6.30)$$

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

$$q = \frac{Q_p}{B + n \cdot \delta_B} = \frac{1748}{36 + 3} = 44,82 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.31)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}} = \frac{44,82}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81 (60,0 - 0,0 - 1,35)}} = 1,36 \text{ м}; \quad (6.32)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,36}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,1}{1,36} \right)^3} - 1 \right) = 17,6 \text{ м}. \quad (6.33)$$

Так как $h''_c = 17,6 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 10,8 \text{ м}$, имеем отогнанный прыжок.

Выполняем расчет водобойной стенки.

6.2.7 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = H'_0 - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2} =$$

$$= \left(\frac{44,82}{0,49\sqrt{2 \cdot 9,8}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 44,82^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 17,6)^2} = 7,23 \text{ м},$$
(6.34)

где σ – коэффициент запаса, принимаем $\sigma = 1,1$;
 $m = 0,49$ для водослива практического профиля;

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B_{\text{к}}} = \frac{1748}{39} = 44,82 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 17,6 - 7,23 = 12,13 \text{ м},$$
(6.35)

После определения высоты стенки $h_{\text{ст}}$ необходимо проверить условие сопряжения бьефов за стенкой. Значение сопряженных после стенки изменяются из-за изменения высоты падения воды:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} = \frac{44,82}{0,97\sqrt{2 \cdot 9,81(12,13 + 7,23 - 0)}} = 2,37 \text{ м};$$
(6.36)

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} = \frac{44,82}{0,97\sqrt{2 \cdot 9,81(12,13 + 7,23 - 2,37)}} = 2,53 \text{ м};$$
(6.37)

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,53}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,1}{2,53} \right)^3} - 1 \right) = 12,19 \text{ м}.$$
(6.38)

Так как $h''_c = 12,19 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 10,8 \text{ м}$, имеем отогнанный прыжок.

Выполняем расчет второй водобойной стенки.

Рассчитаем высоту второй водобойной стенки по формуле (6.39):

$$h_{\text{ст}} = \sigma h''_c - H_{\text{ст}},$$
(6.39)

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой.

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2};$$
(6.40)

где q – удельный расход,
 σ – коэффициент запаса, $\sigma = 1,1$;

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

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{44,82}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 44,82^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 12,19)^2} = 6,9 \text{ м};$$

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 12,19 - 6,9 = 6,51 \text{ м};$$

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

Значение сопряженных после стенки изменяются из-за изменения высоты падения воды:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} = \frac{44,82}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(6,9 + 6,51 - 0)}} = 2,84 \text{ м}; \quad (6.41)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} = \frac{44,82}{0,97 \sqrt{2 \cdot 9,81(6,9 + 6,51 - 2,84)}} = 3,21 \text{ м}; \quad (6.42)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{3,21}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,1}{3,21} \right)^3} - 1 \right) = 10,39 \text{ м}. \quad (6.43)$$

Так как $h''_c = 10,39 \text{ м} < h_{\text{НБ}} = 10,8 \text{ м}$, имеем затопленный прыжок.

За поверхностным водосбросом устраиваем водобой в виде бетонной плиты.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}; \quad (6.44)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{44,82}{1,36} = 32,96 \text{ м/с}; \quad (6.45)$$

Тогда толщина водобойной плиты равна:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot 32,96 \cdot \sqrt{1,36} = 5,77 \text{ м};$$

Длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}}; \quad (6.46)$$

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

$$l_{\text{пр}1} = 2,5 \cdot (1,9h'_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 17,6 - 1,36) = 80,2 \text{ м}; \quad (6.47)$$

$$l_{\text{в}1} = 0,8 \cdot 80,2 = 64,16 \text{ м};$$

$$l_{\text{пр}2} = 2,5 \cdot (1,9h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,19 - 2,53) = 51,6 \text{ м}; \quad (6.48)$$

$$l_{\text{в}2} = 0,8 \cdot 51,6 = 41,28 \text{ м}.$$

С целью экономии принимаем толщину водобойной плиты $\delta_{\text{в}} = 3 \text{ м}$, и закрепляем на скале с помощью анкеров.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной бетонной плотины на скальном основании конструируют с вертикальной напорной гранью, без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу (рисунок 6.3).

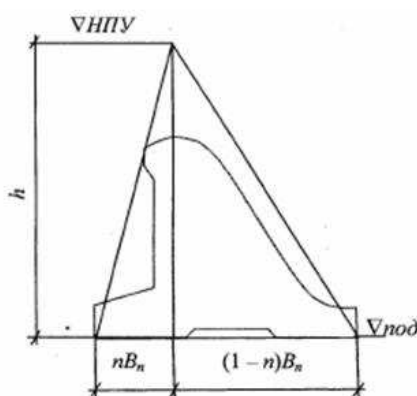


Рисунок 6.3 – Схема треугольного профиля плотины

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}} \quad (6.49)$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаем 0,5;

ρ_b и ρ_w - плотности бетона и воды соответственно;

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 60 - 0 = 60 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где $\nabla_{ПОД} = \nabla_{дна} - \delta_b = 0 - 3 = -3 \text{ м}$.

$\delta_b = 3$ заглубление плотины.

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{tg\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.51)$$

где γ_n - коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения. Для II класса сооружения $\gamma_n = 1,2$.

$tg\varphi$ - коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,73.

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт (таблица 6.3) и построен графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ (рисунок 6.6).

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

n	B_n^I	B_n^{II}
0,1	44,1	49,6
0,2	45,0	47,2
0,27	45,8	45,7
0,4	47,7	43,1
0,4	47,7	43,1
0,5	49,8	41,3
0,6	52,6	39,7

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

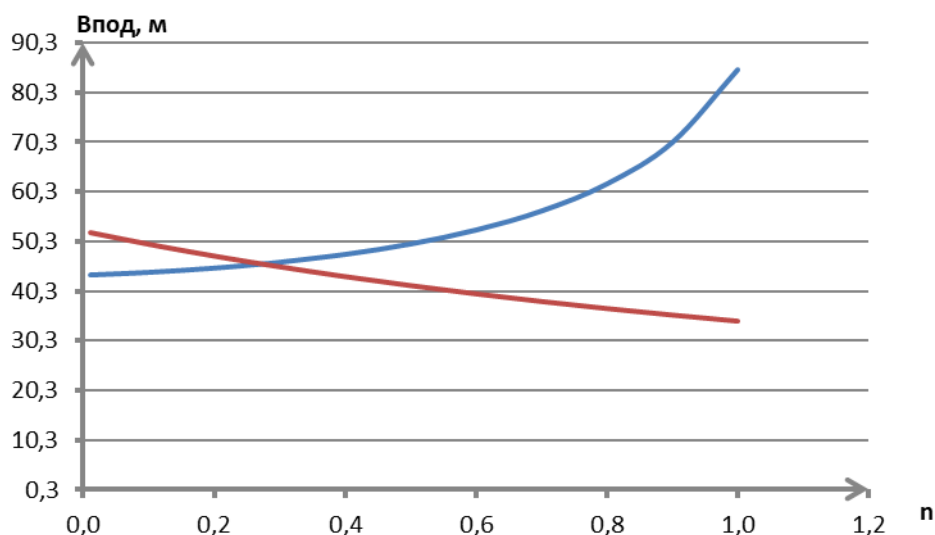


Рисунок 6.6 - Пересечение кривых $V_n^I = f(n)$ и $V_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке $n = 0,27$ и $V_{\text{п}} = 45,7$ м. Принимаем $V_{\text{п}} = 45,7$ м.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях 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. Разрезаем плотину температурно-усадочными швами с интервалом 21 м по осям бычков. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

Температурные швы по контуру плотины принимаем равномерными шириной в 1 см, внутри тела плотины 0,3 см.

Ширину раскрытия температурных швов, образуемых путём покраски поверхности блока битумом принимаем 5 мм. При этом учитывают, что при самой высокой температуре среды шов замкнётся, а при самой низкой максимально раскроется.

6.3.3 Быки

Принимаем разрезной бык, состоящий из двух полу быков. При этом толщину пазового перешейка быка назначаем 1.4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы для плоского рабочего затвора принимаем шириной 1,5 м, пазы для ремонтного затвора принимаем шириной 1 м. Для обеспечения условий

проведения ремонтных работ для ремонтного затвора размещаем пазы со стороны ВБ на расстоянии 2 м от рабочего затвора.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 2 м, место под кран – 10 м, под автодорогу 6 м. Общая ширина сооружения по гребню 18 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

6.3.4 Дренаж тела бетонной водосливной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{кр, м}} = \frac{63 \cdot 1,2}{25} = 3,0 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{К} = 60 - (-3) = 63 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением;

$\nabla \text{К} = -3 \text{ м}$ - отметка пола галереи цементационной завесы и дренажной галереи;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{кр, м} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины;

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 3 м, диаметр скважины принимаем равным 0,3 м.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи расположены через 15 м по высоте, размером 1,5х2,5 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3,5х4 м.

6.3.6 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.7.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_{\text{п}} = 0,1 \cdot 45,7 = 4,57 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где $B_{\text{п}}$ - ширина подошвы плотины;

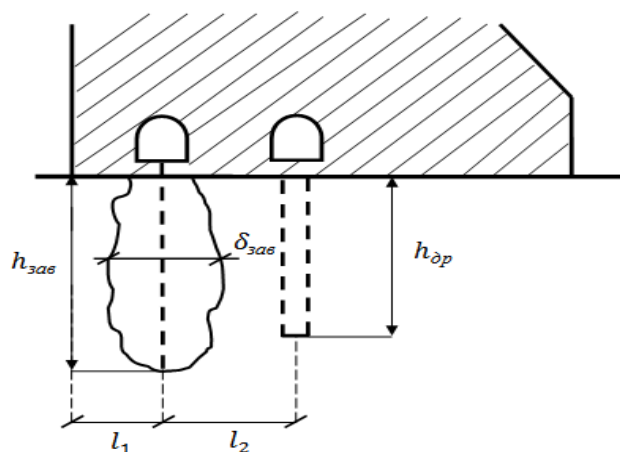


Рисунок 6.7- Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Расстояние l_2 принимается конструктивно $l_2 = 5 \text{ м}$.

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 58,8 = 29,4 \text{ м}. \quad (6.54)$$

где H_{max} — максимальный напор,

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБmin}} = 60 - 1,2 = 58,8, \quad (6.55)$$

где $\nabla_{\text{НБmin}} = 1,2 \text{ м}$ - минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h = \frac{35,28}{15} \cdot 1,2 = 2,82 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где ΔH — напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$ — критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 58,8 - 23,52 = 42,21 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где H_d – полный фильтрационный напор;
 H_{as} – напор на цем. завесе (рассчитано в п.6.5.4).

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 29,4 = 17,64 \text{ м}. \quad (6.58)$$

Диаметр дренажных скважин принимается 0,3 м, расстояние между ними 2,5 м.

6.4 Устройство нижнего бьефа

В качестве крепления дна нижнего бьефа используем водобойную плиту, расчет приведен в п. 2.7. Назначаем, вдоль потока водобойная плита сплошная, поперек нарезаем по секции плотины (24м). За водобойной стенкой назначаем рисберму, из 3 продольных плит, размер плиты 11 х8 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{НПУ} = 60$ м, нижнего бьефа - $\nabla_{УНБ_{\min}} = 1,2$ м, при пропуске водохозяйственного расхода $Q_{вхк} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы $G_{пл}$ определяются в программе AutoCAD.

$$S_{пл} = 1409 \text{ м}^2 .$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{1409 \cdot 18 \cdot 24}{18 + 3} = 28985,1 \text{ кН/м}, \quad (6.59)$$

где γ_6 – плотность бетона;

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

b – ширина пролета;

δ_6 – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{2073 \cdot 3 \cdot 24}{18 + 3} = 7107,4 \text{ кН/м} \quad (6.60)$$

где S_6 – площадь поперечного сечения быка, $S_6 = 2073 \text{ м}^2$.

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 189 \cdot \sqrt{189} \cdot 9,81 = 1401,9 \text{ кН}, \quad (6.61)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (61 - 51 + 0,5) \cdot 18 = 189 \text{ м}^2, \quad (6.62)$$

Таким образом:

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{1401,9}{18 + 3} = 66,8 \text{ кН/м}, \quad (6.63)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

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

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 63^2}{2} = 19845 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{подошвы} = 60 - (-3) = 63 \text{ м}$,

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

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 4,2^2}{2} = 88,2 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 1,2 - 3 = 4,2 \text{ м}$,

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны НБ:

$$W_B = S_{\text{ЭП}}^B \cdot \gamma_w = 4,1 \cdot 10 = 41 \text{ кН/м.} \quad (6.66)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H = 41 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{ВЗВ}} = B_{\text{П}} \cdot h_{\text{НБ}} \cdot \gamma_w = 45,7 \cdot 4,2 \cdot 10 = 1919,4 \text{ кН/м,} \quad (6.67)$$

где $B_{\text{П}} = 45,7 \text{ м}$ – ширина подошвы водосливной плотины;
 $h_{\text{НБ}} = 4,2 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, при $Q_{\text{ВХК}}$.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (II класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40.$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15.$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;
 H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину $H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{Q_{\text{ВХК}}}} = 60 - 1,2 = 58,8 \text{ м}$, вычисляем из соотношений H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 58,8 = 23,52 \text{ м.} \quad (6.68)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,20 \cdot 58,8 = 8,82 \text{ м.} \quad (6.69)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\Phi} = \gamma_w \cdot S_{\Phi} = 10 \cdot 483,1 = 4831 \text{ кН/м,} \quad (6.70)$$

где S_ϕ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна 483,1 м².

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 9,8 \text{ кПа.} \quad (6.71)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$;
 h_H – толщина слоя наносов $h_H = 2 \text{ м}$;
 φ_H – угол внутреннего трения для наносов, $\varphi_H = 20^\circ$.

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН.} \quad (6.72)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{гр} = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{ск.гр}}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{35^\circ}{2} \right) = 5,4 \text{ кПа.} \quad (6.73)$$

$$p''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{ск.гр}^{взв} h_{ск.гр}) tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск.гр}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{ск.гр}}{2} \right) = (10 \cdot 2 + 28 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 150 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -160,7 \text{ кПа.} \quad (6.74)$$

Т.к. $p''_{гр}$ отрицательное, боковое давление скального грунта не учитываем.

6.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 3 \left(\frac{32,62}{3,14} + \frac{0,93}{2} \right) = 168,2 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

где $h_{1\%}$ - высота волны 1%-ной обеспеченности;

$\bar{\lambda}$ - средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3^2}{32,62} = 0,93 \text{ м}. \quad (6.76)$$

Параметры волн определены в п.6.1.

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{32,62}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 3 = 4 \text{ м}. \quad (6.77)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$y_{\text{волн}} = \Delta \text{НПУ} - \Delta \text{ПОД} - y_c = 60 - 3 - 4 = 53 \text{ м}. \quad (6.78)$$

6.5.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

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

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай			
			Расчетная сила, кН	Сила с учетом γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	19845,0	19845,0	21,0	416745,0
Тн	1	←	88,2	88,2	1,4	-123,5
Wн	1	↓	41,0	29645,0	20,9	856,9
Gб	0,95	↓	6752,0	6414,4	9,5	-64144,3
Gпл	0,95	↓	27535,8	26159,0	11,2	-308401,5
Wвзв	1	↑	1919,4	1919,4	0,0	0,0
Wф	1	↑	4831,0	4831,0	12,7	61353,7

Продолжение таблицы 6.4

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай			
			Расчетная сила, кН	Сила с учетом γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кНм
qз	0,9	↓	60,1	54,1	18,7	-1124,2
Wволн	1	↓	168,2	168,2	53,0	8914,6
Ен	1,2	→	11,8	14,16	3,6	42,3
ΣN		↓↑	27638,6			
	ΣM		114119,1			

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\text{п}}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{27638,6}{45,7} + \frac{6 \cdot 114119,1}{45,7^2} = -276,9 \text{ кН/м}^2, \quad (6.79)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 $B_{\text{п}}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -276,9 \cdot 0 - 10 \cdot 63 \cdot (1 - 0) = -630 \text{ кН/м}^2 \quad (6.80)$$

где $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 60 - (-3) = 63 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением;

m_u – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения, $m_u = 0$;

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_b \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.81)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_b \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -276,9 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 63 \cdot 0 = -276,9 \text{ кН/м}^2 \quad (6.82)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_b \cdot H_d^u = -10 \cdot 63 = -630 \text{ кН/м}^2 \quad (6.83)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{27638,6}{45,7} - \frac{6 \cdot 114119,1}{45,7^2} = -932,6 \text{ кН/м}^2. \quad (6.84)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -932,6 \cdot 0,62^2 - 10 \cdot 4,2 \cdot (1 - 0,62^2) = -384,4 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.85)$$

где $m_t = \text{ctg } \alpha_2$, где $\alpha_2 = 58^\circ$ – угол между нижней гранью и линией подошвы.

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 1,2 - (-3) = 4,2 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(10 \cdot 4,2 - 932,6) \cdot 0,62 = 552,2 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.86)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4,2 = -42,0 \text{ кН/м}^2; \quad (6.87)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t = \\ &= -932,6 \cdot (1 + 0,62^2) + 10 \cdot 4,2 \cdot 0,62^2 = -125,8 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.88)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 - Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-276,9	-932,6
σ_x	-630	-384,4
τ_{xy}	0	552,2
σ_1	-276,9	-42,0
σ_3	-630	-1275,8

6.5.8 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.89)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая
 $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая
 $\gamma_{cd} = 0,9$;

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} \quad (6.90)$$

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1275,8}{0,9} = 1701,1 \text{ кН/м}^2.$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 1701,1 \text{ кН/м}^2.$$

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\begin{aligned} \sigma'_y &< 0, \\ -276,9 \text{ кН/м}^2 &< 0 \end{aligned} \quad (6.91)$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$\begin{aligned} |\sigma_y^u| &\geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \\ 276,9 \text{ кН/м}^2 &\geq 157,5 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.92)$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.5.9 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (6.93)$$

где $\gamma_{cd} = 0,95$ – для поверхностей сдвига, проходящих по контакту бетон-скала

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3 + W_{\text{н}}) \cdot \text{tg } \varphi + c \cdot \omega =$$

$$(27535,8 + 6752,0 - 1919,4 - 4831 + 60,1 + 41) \cdot 0,73 +$$

$$+ 45,7 \cdot 150 = 26935,6 \text{ кН/м.} \quad (6.94)$$

где $\text{tg } \varphi = 0,73$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 150 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 45,7 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 19845 - 88,2 + 168,2 + 11,8 =$$

$$= 19936,8 \text{ кН/м.} \quad (6.95)$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{26935,6 \cdot 0,95}{19936,8 \cdot 1} \geq 1,2.$$

$$1,27 \geq 1,5.$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным, так как γ_n не превышает 10%.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Усть-Хантайской 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 Усть-Хантайской ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации. Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Усть-Хантайской ГЭС оснащаем контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности

7.2 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где не размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической

эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков.

Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку

знаний и иметь документ о праве проведения этих работ. Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе, в случае необходимости производства отключений и заземлений электроустановок, относящихся к объектам электросетевого хозяйства, находящегося в эксплуатации субъектов электроэнергетики или иных собственников, в отношении которых осуществляется оперативное управление при оказании услуги по передаче электрической энергии потребителям.;

- допуск к работе;

- надзор во время работы;

- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;

по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Пожарная безопасность.

Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности согласно ГОСТ 12.1.004 и взрывобезопасности согласно ГОСТ 12.1.010.

Организация противопожарной работы должна соответствовать требованиям строительных норм, правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности.

Организационно-технические мероприятия должны включать:

- Паспортизацию веществ, материалов, изделий, технологических процессов, зданий и сооружений объектов в части обеспечения пожарной безопасности;

- Привлечение общественности к вопросам обеспечения пожарной безопасности;

- Организацию обучения работающих правилам пожарной безопасности, инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;

- Изготовление и применение средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности;

- Порядок хранения веществ и материалов, тушение некоторых недопустимо одними и теми же средствами, в зависимости от их физико-химических и пожарных свойств;

- Нормирование численности людей на объекте по условиям безопасности их при пожаре;

- Разработку мероприятий по действиям администрации, рабочих, служащих и населения на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей;

- Основные виды, количество, размещение и обслуживание пожарной техники по ГОСТ 12.4.009. Приемлемая пожарная техника должна обеспечивать эффективное тушение пожара, быть безопасной для природы и людей.

7.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Усть-Хантайского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;

- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8 Техничко-экономические показатели

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Электрическая энергия с точки зрения оптового рынка является товаром, который продают на оптовом или розничном рынке. Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	148,28	471,80	566,16	566,16	566,16
Число часов использования установленной мощности	Часы	3479	3479	3479	3479	3479
Выработка электроэнергии	тыс МВт*ч	515866	1641392	1969670	1969670	1969670
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	тыс МВт*ч	5 158	16 413	19 696	19 696	19 696
Объем реализации электроэнергии	тыс МВт*ч	510707	1624978	1949973	1949973	1949973
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1 077	1 110	1 143	1 175	1 206
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	45,8	150,3	185,7	190,9	195,9
НДС к выручке	млн.руб	7,6	25,1	30,9	31,8	32,6

Вывод: Проект имеет небольшое число часов использования установленной мощности вследствие большой неравномерности стока, что отрицательно влияет на годовую выработку электроэнергии.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) 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 рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	145,5
Прочие	274,0	155,1
Итого по ГЭС		299,6

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости. Удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

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

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/МВт	76,6
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/МВт*ч	5,4
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/МВт*ч	1,6
Итого		83,6

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	139,3	315,0	664,6	666,6	666,6
Расходы на страхование, млн.руб.	37,0	100,5	383,3	378,5	372,1
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	93,1	264,3	314,2	314,2	314,2
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	9,2	25,1	129,3	127,7	125,6
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	21,8	69,6	83,5	83,5	83,5
Налог на воду, млн.руб.	3,0	3,3	3,3	3,3	3,3
Итого, млн.руб.	303,7	777,9	1578,4	1574,1	1565,5

Вывод: Амортизационные отчисления являются самой большой статьёй расходов это особенность производства электроэнергии на ГЭС.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).



Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Из диаграммы (рисунок 8.1) можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу составляют амортизационные отчисления, это происходит из-за большой стоимости активов.

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Усть-Хантайской 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 за период 2022-2026 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	198,8	876,0	996,5	1022,0	1058,8
НДС, млн.руб.	253,0	891,7	1169,3	1216,6	1247,0
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	25,3	26,1	26,1	26,1	26,1
Налог на имущество, млн.руб.	45,0	156,9	765,9	872,4	857,2
Итого, млн.руб.	522,3	1950,8	2958,0	3137,3	3189,3

8.2 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 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	1600,1	5259,5	6588,1	6774,9	6942,2
Текущие расходы, млн.руб.	303,7	777,9	1578,4	1574,1	1565,5
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1296,4	4 481,5	5 009,6	5200,7	5376,6
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1296,4	4481,5	5009,6	5200,7	5376,6
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	259,2	896,3	1001,9	1040,1	1075,3
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1037,1	3585,2	4007,7	4160,6	4301,3
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: При выходе на полную мощность чистая прибыль составляет 62% от выручки(нетто).

Изменение суммы прибыли/убытков представлено на рисунке 8.2.

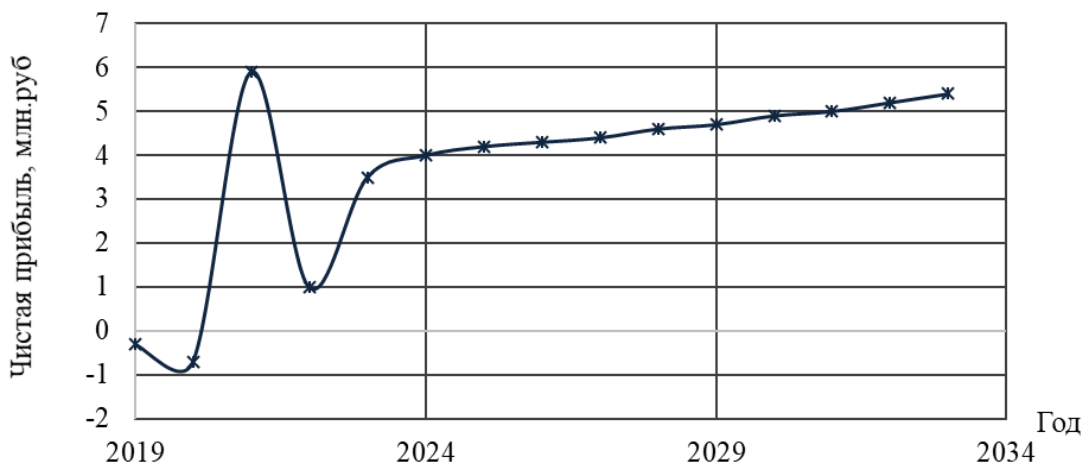


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

Вывод: С каждым годом, с увеличением выручки, не смотря на повышение расходов и налогов, можно наблюдать уверенный рост чистой прибыли.

8.2.1 Анализ денежных потоков

На рисунке 8.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

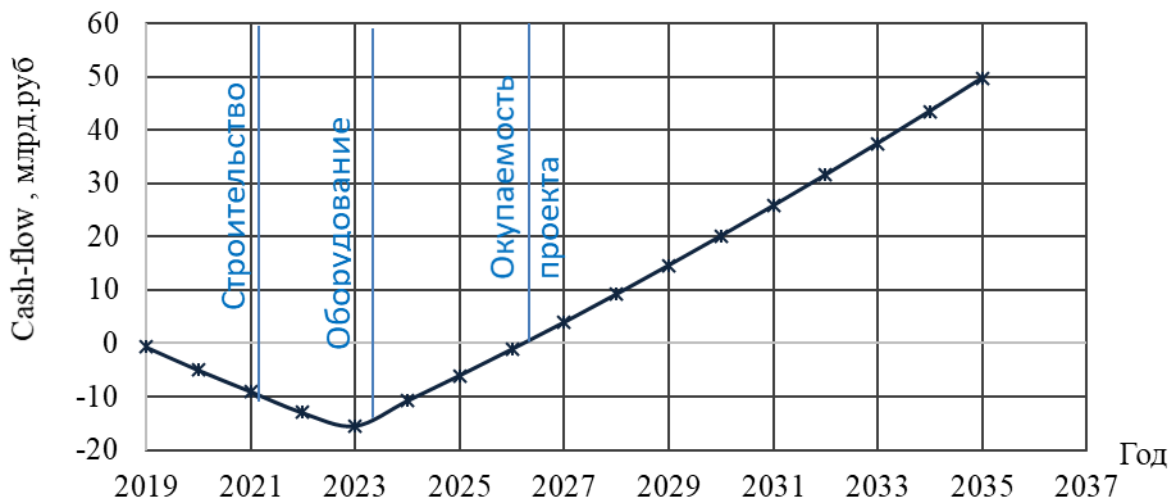


Рисунок 8.3 – График Cash-Flow

Строительный период составляет около 5 лет. Особенность графика (его ориентированность в отрицательную сторону) связана с высокими капиталовложениями. Небольшое число часов использования установленной

мощности, высокие налоги приводят к снижению прибыли, что также оказывает негативное влияние.

8.3. Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Усть-Хантайской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Усть-Хантайская ГЭС на реке Хантайка»

Наименование	2016
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	84
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	5330,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,19
Себестоимость эл.энергии, кВт*ч	0,32
Удельные капиталовложения, руб/Квт	72300

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Год	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.руб.	480,3	1797,2	2195,4	2268,2	2335,4
В региональный бюджет, млн.руб.	45,0	156,9	765,9	872,4	857,2
Налоговые поступления, млн.руб.	525,6	1954,4	2961,5	3140,8	3192,8

Вывод: оказывает положительное воздействие на развитие региона и страны в целом, так как выплачивает большие суммы в федеральный и региональный бюджет в виде налогов.

8.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цена сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. Графики изменения данных параметров представлены на рисунках(8.3-8.6).

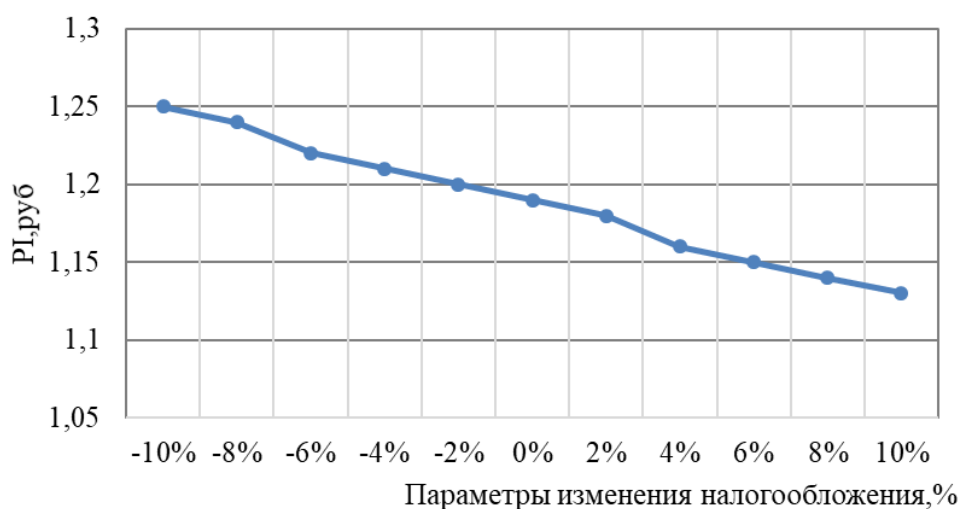


Рисунок 8.3-Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI.

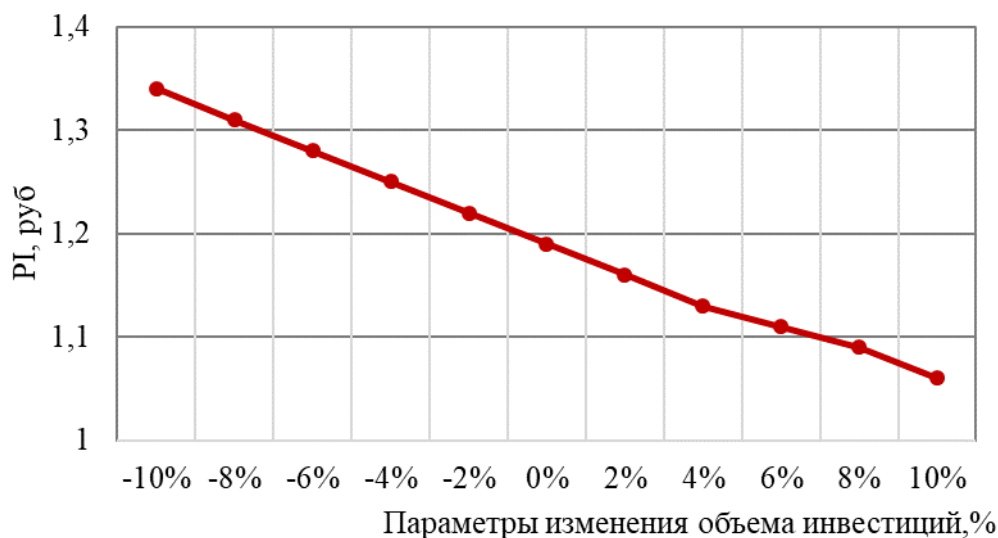


Рисунок 8.4-Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объёма инвестиций- уменьшение величины PI.

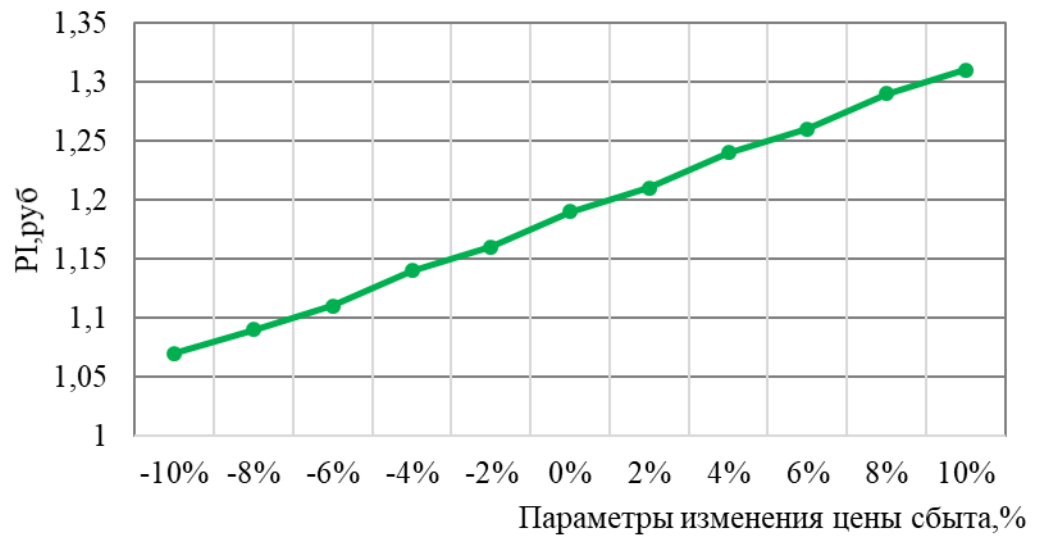


Рисунок 8.5-Сумма PI в зависимости от изменения объёма сбыта

Вывод: Увеличении цены сбыта –увеличение величины PI.

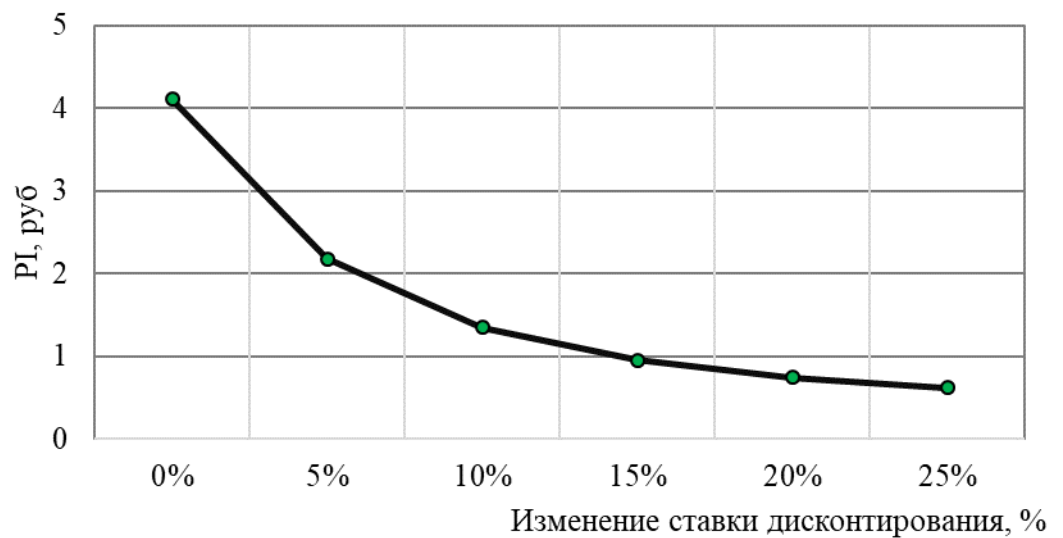


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляет ставка дисконтирования.

9 Гидромеханические защиты ГА – принцип действия, приемочные и эксплуатационные испытания

9.1 Вводная часть

Гидромеханические защиты предотвращают механические повреждения гидроагрегата вследствие нарушения нормальной работы отдельных его узлов.

Защиты действуют либо на сигнал (в случае допустимых отклонений от заданных параметров), либо на останов гидроагрегата (при возникновении опасных повреждений, ведущих к необратимым последствиям).

Отклонения от нормальных параметров работы отдельных узлов и вспомогательных систем гидроагрегата приводят к срабатыванию ГМЗ.

В САУ ГА реализованы гидромеханические защиты с действием на останов ГА, включение системы аварийного закрытия направляющего аппарата, сброс АРЗ, включение выходных реле электрических защит генератора. Аварийная автоматическая остановка ГА производится в соответствии с алгоритмами аварийных остановок.

При действии ГМЗ в зависимости от степени аварии могут действуют команды Стоп2 или Стоп3.

Стоп2. Данная команда формируется при срабатывании ГМЗ и оборотах меньше 115%, электронный ограничитель в ПТК АРЧМ устанавливается в положение 0%, а МПО в гидромеханической колонке управления устанавливается в положение “Стоп”. Направляющий аппарат закрывается до 0%. Гидроагрегат разгружается по активной мощности, одновременно задается разгрузка по реактивной мощности автоматическому регулятору возбуждения. Отключается генераторный выключатель, подается команда на развозбуждение. Далее выполняется нормальный останов Стоп1.

Стоп3. Данная аварийная команда формируется в ПТК АРЧМ и передается в ПТК ТАиУВО. Запоминается аварийное состояние агрегата. Включается система аварийного закрытия НА и формируется команда на сброс АРЗ. При условии, что частота вращения меньше 115% формируется команда Стоп2. Направляющий аппарат закрывается до 0%, ГА разгружается по активной и реактивной мощности. Отключается генераторный выключатель и выдается команда на развозбуждение. Далее выполняется нормальный останов Стоп1

Гидромеханические защиты делятся на:

1) ГМЗ (Стоп2, с разгрузкой по активной мощности) должны срабатывать при:

- аварийном повышении температуры вкладышей сегментов ПШГ;
- аварийном повышении температуры вкладышей сегментов ПШГ;
- аварийном повышении температуры вкладышей сегментов ПП;
- сводный сигнал от системы термоконтроля “Аварийное повышение температуры”:
 - аварийное повышение температуры сердечника статора;
 - аварийное повышение температуры обмоток статора;

- аварийное повышение температуры масла в ванне ПП;
- аварийное повышение температуры масла в ванне ПШ;
- аварийное повышение температуры масла в ванне направляющего ПШ;
- аварийное повышение температуры воздуха в воздухоохладителе;
- аварийном снижении уровня масла в ПШГ;
- аварийном снижении уровня масла в ПП;
- аварийном снижении уровня масла в ПШТ;
- аварийном повышении уровня масла в ПШТ;
- аварийном низком давлении или расходе воды в рабочем уплотнении вала;
- аварийном сигнале от системы виброконтроля в установившемся режиме;
- аварийном снижении давления в аккумуляторе МНУ;
- аварийном снижении уровня масла в аккумуляторе МНУ;
- аварийно-высоком биение вала турбины;
- аварийно-высокой вибрации от системы виброконтроля;
- аварийном перепаде на сороудерживающих решетках;
- аварийно-низком расходе воды на лабиринтное уплотнение вала;
- другие защиты, по указанию заводов-изготовителей основного оборудования;

2) ГМЗ (Стоп3) должны срабатывать при:

- неисправности ЭГР:
 - нет питания ПТК АРЧМ;
 - неисправность контроллеров;
 - неисправность датчиков частоты вращения;
 - неисправность в контуре главного золотника;
 - неисправность в контуре НА;
 - неисправность регулятора при пуске;
 - частоты вращения.

3) Резервная ГМЗ I ступени должна срабатывать, если через заданное время НА не будет закрыт. Защита действует на срабатывание системы аварийного закрытия.

Резервная ГМЗ II ступени должна срабатывать, если не сработала система аварийного закрытия и через заданное время НА не будет закрыт. Защита действует на сброс АРЗ.

По сигналу “Срез пальцев” выполняется нормальный останов ГА и сброс АРЗ.

4) Так же существуют защиты, подающие команды на формирование аварийного останова Стоп2, систему аварийного закрытия, сброс АРЗ и на действие выходных реле электрических защит, это такие защиты как:

- срабатывание защит электрических систем;
- аварийный сигнал от противоразгонной защиты;
- аварийно-высокий уровень воды на крышке турбины;

- защита от затопления при разрыве водовода;
- аварийный сигнал от системы пожаротушения;
- защита от разгона 1 степени;
- защита от разгона 2 степени;
- сигнал от системы виброконтроля.

9.2 ГМЗ генераторного подшипника

Генераторный подшипник – сегментный. В радиальном направлении сегменты опираются на сферическую поверхность винтовых регулируемых опор, снизу они опираются на изоляционное кольцо. Поверхность трения сегментов облицована эластичным металлопластмассовым покрытием.

Циркуляция масла в ванне обеспечивается радиальными отверстиями во втулке подшипника, работающими при вращении как центробежные насосы.

Повышение температуры сегментов генераторного подшипника против установившейся при неизменном режиме работы агрегата свидетельствует о возникших в узлах неисправностях таких, как разрегулирование сегментов и снижение уровня масла, снижение расхода охлаждающей воды.

Причинами снижения уровня масла могут быть: утечки масла через корпус ванны, через не плотности вентиля слива масла из ванн.

9.3 ГМЗ подпятника

Подпятник установлен в масляной ванне, расположенной на конической опоре, закрепленной на крышке турбины. Диск подпятника с помощью фиксирующих и крепежных элементов закреплен на центральной части остова ротора. Сегменты подпятника опираются на регулируемые винтовые опоры, закрепленные в корпусе подпятника. Показателем нормальной работы и состояния является постоянство установившихся рабочих температур контролируемых деталей. Смазка подпятника обеспечивается образованием масляного клина между сегментами и зеркальным диском в процессе набора оборотов и работы агрегата.

Повышение температуры сегментов подпятника против установившейся при неизменном режиме работы агрегата свидетельствует о возникших в узлах неисправностях. Плавное повышение температуры происходит из-за снижения уровня масла в ванне, попадания воды в масло или уменьшения расхода охлаждающей воды.

Причинами снижения уровня масла могут быть: утечки масла через корпус ванны, через не плотности вентиля слива масла из ванн. Работа с пониженными уровнями приводят к ухудшению условий смазки, перегреву и повышению температуры сегментов и масла подпятника и подшипника выше допустимого.

Согласно ПТЭ для каждого гидроагрегата в местной инструкции должны быть указаны номинальные и максимально допустимые температуры сегментов подпятника, подшипников и масла в маслованнах, предупредительная

сигнализация должна включаться при повышении температуры сегмента и масла в маслованне на 5°С с выше номинальной для данного времени года.

9.4 ГМЗ турбинного подшипника

Подшипник направляющий - выполнен сегментным, самосмазывающимся, на жидкой масляной смазке. В процессе работы воспринимает радиальные нагрузки, возникающие от механического, гидравлического и электрического дисбалансов ротора. Охлаждение масла производится водой. Воду для охлаждения подшипника подводят от системы ТВС гидроагрегата, отработавшая вода отводится в нижний бьеф. Причинами уменьшения расхода воды могут быть засорение фильтров подвода воды к подшипнику или каналов смазки подшипника.

Повышение температур масла или сегментов, повышение или понижения уровня масла в маслованне турбинного подшипника говорит о возникновении неисправностей. Согласно ПТЭ значения уставок температур для каждого сегмента и для масла определяются эксплуатационным персоналом на основе опыта эксплуатации или испытаний и вносятся в местную инструкцию.

9.5 ГМЗ крышки турбины

Крышка турбины является элементом проточной части гидроагрегата кроме того воспринимает нагрузки от веса вращающихся частей гидроагрегата и осевую гидравлическую нагрузку. На внутренних фланцах крышки устанавливаются направляющий подшипник, уплотнение вала и опора подпятника. В процессе работы агрегата на крышку турбины поступает вода, в обычных условиях поступление воды не велико. Вода отводится с помощью дренажных насосов. Увеличение протечек воды на крышку турбины, если устройство не справляется с откачкой, свидетельствует о нарушении какого-либо из уплотняющих элементов или о нарушении самих откачивающих устройств. Защита выполнена на базе датчиков уровня воды.

9.6 ГМЗ среза пальцев лопаток НА

Направляющий аппарат служит для формирования потока воды перед рабочим колесом, а также для регулирования расхода воды через турбину и прекращения расхода при остановке агрегата.

Направляющий аппарат включает в себя, нижнее кольцо, лопатки, механизм поворота лопаток, регулирующее кольцо и опору подпятника.

Механизм поворота лопаток направляющего аппарата включает: регулирующее кольцо, рычаги, накладки, пальцы и серьги. Кинематическая схема механизма поворота лопаток обеспечивает наименьшие усилия, которые необходимо развивать сервомоторам при повороте регулирующего

кольца. На рычаге устанавливается накладка, с которой рычаг связан через срезной палец, являющийся предохранительным элементом при повышении нагрузок на механизм поворота лопатки он разрушается. Контроль осуществляется специальными датчиками, которые срабатывают при срезе пальца.

9.7 ГМЗ уплотнения вала гидротурбины

Уплотнение вала гидротурбины крепится к крышке турбины и препятствует проникновению воды из проточной части в крышку турбины. Оно состоит из двух уплотнений: рабочего и ремонтного.

Рабочее уплотнение - торцевого типа. Уплотняющими элементом в нем являются два вращающихся кольца из фенольного углепластика и контактирующего с ними неподвижного нажимного кольца из оловянной бронзы. Бронзовое кольцо прижимается к углепластиковым кольцам при помощи пружин. За счет такого прижатия обеспечивается компенсация износа колец из углепластика во время работы, а также возможность поднятия ротора на тормозах. Для уменьшения износа и охлаждения пар трения в зону между ними подводится отфильтрованная вода от системы технического водоснабжения ГЭС. От степени очистки воды зависит долговечность и работоспособность пар трения. Поэтому рекомендуется использовать для очистки воды фильтры с максимально технически возможной степенью очистки при обеспечении параметров подводимой воды по давлению и расходу.

Давление и расход подводимой воды контролируются датчиками расхода и давления.

9.8 Механическое устройство противоразгонной защиты

Предназначено для обеспечения останова гидроагрегата при увеличении частоты вращения выше допустимой при неисправности системы автоматического управления. Устройство состоит из центробежного выключателя, установленного на специальном кольце, закрепленном на валу турбины, и золотника противоразгонной защиты, установленного на опоре, закрепленной на крышке направляющего подшипника турбины. При достижении турбиной оборотов, указанных заводом-изготовителем, под действием центробежных сил срабатывает центробежный выключатель, который воздействует на золотник противоразгонной защиты и открывает доступ масла под давлением от МНУ в полости закрытия сервомоторов направляющего аппарата.

9.9 Система виброконтроля гидроагрегата

Предназначена для непрерывного контроля вибрации и биения узлов ГА. Система должна контролировать и оценивать состояние каждого агрегата в любой момент времени. Обнаруживать и оповещать персонал ГЭС о

неисправностях и зарождающихся дефектах, а также выдавать сигнал на останов при необходимости. Кроме этого с помощью неё можно определить необходимость проведения ремонтных работ и оценить их эффективность. Система виброконтроля состоит из следующих датчиков:

- Радиальная вибрация корпуса генераторного, турбинного подшипника
- Вертикальная вибрация корпуса турбинного подшипника, опоры подпятника, верхней крестовины;
- Биение и смещение вала в зоне генераторного, турбинного подшипника и фланцевого соединения;
- Биение и смещение зеркальной поверхности диска подпятника;
- Вибрация сердечника статора;
- Положение ротора, воздушный зазор ротор-статор генератора.

9.10 Система МНУ

Предназначена для поддержания рабочего давления масла в гидравлической части системы регулирования.

В состав МНУ входят:

- Гидроаккумулятор;
- Маслонасосный агрегат;
- Лекажный аппарат;
- Аппаратура автоматики.

Гидроаккумулятор состоит из воздушного и масловоздушного сосудов, соединенных воздушным трубопроводом и оборудованных средствами контроля, автоматики и защиты. Маслонасосный агрегат представляет собой сливной бак, на верхнем листе которого установлены насосы.

Аппаратура автоматики МНУ осуществляет контроль следующих параметров:

- давление и уровень масла в гидроаккумуляторе;
- уровень масла в сливном баке маслонасосного агрегата;
- уровень масла в сливном баке лекажного агрегата;
- положение перепускных клапанов и их исправность;
- температура масла в сливном баке;
- наличие воды в масле в сливном баке;
- исправность датчиков давления и уровня
- срабатывание защит пусковых устройств электродвигателей.

При достижении контролируемых параметров предельных значений подается соответствующий импульс на сигнал или останов.

9.11 Приемочные и эксплуатационные испытания

Оборудование системы автоматического управления проходит стендовые испытания в цехах завода-изготовителя. Результаты заводских испытаний заносят в протоколы и паспорт.

На гидроэлектростанции испытания САУ ГА проводят в комплексе с испытаниями основного и вспомогательного оборудования. Испытания в таком случае подразделяются на:

- испытания до заполнения водой проточного тракта гидротурбины;
- испытания на холостом ходу;
- испытания при включенном в сеть гидроагрегате.

До заполнения водой проточного тракта гидротурбины персоналом станции проверяются значения уставок температуры сегментов подшипника, подпятника, проверяется наличие сигналов от различных датчиков: датчиков среза пальца, датчиков температуры сегментов подшипников и подпятника, датчиков давления, датчиков положения направляющего аппарата, датчиков положения стопора и т.д. Проверяется целостность плат, качество паек, креплений, разъемов и контактов. Также производится проверка и при необходимости регулировка времени закрытия направляющего аппарата при ручном управлении регулятора скорости.

При работе агрегата на холостом ходу проверяется действие защиты неисправности регулятора при повышении частоты вращения гидроагрегата до 115%. Производится проверка срабатывания устройства противоразгонной защиты: для этого гидроагрегат запускается на ручном управлении на холостой ход и повышается частота вращения до уставки срабатывания (уставка срабатывания $\pm 2\% n_{сраб}$). При повышении частоты вращения выше уставки и не срабатывании противоразгонной защиты частота вращения снижается до номинальных значений прикрытием направляющего аппарата. Осуществляется останов гидроагрегата. Производится регулировка устройства противоразгонной защиты и испытания повторяются.

Проверка срабатывания защиты Стоп3 осуществляется на холостом ходу гидроагрегата при снятии электропитания с электромагнита системы аварийного закрытия. При этом срабатывает система аварийного закрытия, происходит закрытие направляющего аппарата, сворот лопастей на определенный угол, останов гидроагрегата. После проверки гидроагрегат подлежит осмотру.

Испытания на включенном в сеть ГА проводятся для проверки гарантий регулирования и качества процессов регулирования. Испытания на сбросы нагрузки производятся на гидроэлектростанции в соответствии с рабочей программой утвержденной представителем завода-изготовителя и главным инженером.

В ходе испытаний обязательным условием является постоянный напор. С разрешения диспетчера гидроагрегат включают в сеть и при работе агрегата под нагрузкой производят настройку системы автоматического регулирования. Далее производят несколько испытаний на сбросы нагрузки:

- испытание на сбросы нагрузки 25% от номинальной мощности при действующем напоре на ГЭС;
- испытание на сбросы нагрузки 50% от номинальной мощности при действующем напоре на ГЭС;
- испытание на сбросы нагрузки 75% от номинальной мощности при действующем напоре на ГЭС;
- испытание на сбросы нагрузки 100% от номинальной мощности при действующем напоре на ГЭС;

При сбросах нагрузки контролируют следующие величины:

- частоту вращения;
- открытие НА;
- давление в напорном трубопроводе;
- давление над рабочим колесом турбины;
- давление в отсасывающей трубе.

При плановых эксплуатационных испытаниях производят измерение следующих величин:

- максимальной и установившейся частоты вращения;
- времени закрытия НА;
- повышения давления в спиральной камере;
- сбрасываемой нагрузки.

При превышении частоты вращения выше уставки срабатывания противоразгонных защит произойдет аварийный останов агрегата. После останова производится осмотр гидроагрегата и корректировка времени закрытия направляющего аппарата. Затем испытание на сброс нагрузки необходимо повторить.

- испытание системы аварийного закрытия направляющего аппарата с разгрузкой агрегата с номинальной мощностью, соответствующей действующему напору на ГЭС.

После проведения всех перечисленных испытаний на сбросы нагрузки производится осмотр оборудования с осушением проточного тракта.

Вывод: недостатками САУ ГА СШГЭС являются отсутствие действия команды СтопЗ на выходные реле электрических защит, вследствие чего эти команды приходится формировать отдельно, помимо этого у соленоидов системы аварийного закрытия отсутствует резервное питание, что в совокупности снижает надежность системы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Усть-Хантайского гидроузла на реке Хантайка, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % и поверочного 0,1 % равных 3988 и 4560 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 566 МВт и среднемноголетняя выработка 1,53 млрд. кВт·ч.

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

максимальный – 58,80 м;

расчетный – 42,40 м;

минимальный – 41,00 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1541 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось три варианта РО75-В, ПЛД60 и ПЛ60-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с семью гидротурбинами ПЛ60-В-530.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-850/190-40 с номинальной активной мощностью 90 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с простыми блоками и принята схема распределительного устройства на 13 присоединений (7 простых блоков, 6 отходящих воздушных линий) КРУЭ 220 кВ – "две системы сборных шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ– 80000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТСЗ- 2500/15 УЗ для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый комплекс КАГ-20 производства компании «Электроаппарат».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята подземная. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом – 63 м;
- здание ГЭС – 149 м;
- левобережная глухая каменно-набросная плотина – 231 м;
- левобережная глухая бетонная плотина – 93 м;
- правобережная глухая бетонная плотина – 42 м;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 45,7 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – -3,00 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий в свету – 18 м;
- отметка гребня – 67,58 м;
- ширина гребня – 18 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяются две водобойных стенки.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,22 для основных сочетаний нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Усть-Хантайского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 7 лет;
- себестоимость – 0,32 руб./кВт
- удельные капиталовложения – 72,3 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Усть-Хантайского гидроузла 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. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. 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.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 8 с.
8. 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.
9. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // «Synergy Astana» – инновационная инжиниринговая компания в области энергетики. – Режим доступа: <http://www.synergy.kz>.
10. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
11. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартиформ, 2011. – 12с.
12. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
13. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
14. 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.

15. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

16. 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.

17. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 15 с.

18. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 2008. – 6 с.

19. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 12 с.

20. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

21. ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия. – Введ. 01.07.1986 – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 38 с.

22. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.

23. 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.

24. 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/>.

25. Каталог «Трансформаторы стационарные масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 6-35 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>.

26. ИЕС 60050 (441) Международный электротехнический словарь. Глава 441: Коммутационная аппаратура, аппаратура управления и предохранители. – Введ. 01.01.1984 – Москва : Стандартиформ, 2014. – 104 с.

27. CIGRE WG 23.02 Доклад на втором международном семинаре по опытной эксплуатации высоковольтных подстанций с элегазовой изоляцией

(КРУЭ) [Электронный ресурс] : от 23.02.2000 // «CIGRE WG». – Режим доступа: <http://www.wg.ru>.

28. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.

29. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

30. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.

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

32. 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.

33. 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.

34. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

35. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

36. 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.

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

38. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва : Стандартиформ, 2011. – 12с.

39. 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>.

40. 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>.

41. 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>.

42. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.

43. 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>.
44. 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>.
45. 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>.
46. 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>.
47. 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>.
48. 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>.
49. 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>.
50. 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>.
51. 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>.
52. Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации [Электронный ресурс] : федер. закон от 08.11.2007 N 258-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
53. Земельный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 55 с.
54. Водный кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 42 с.
55. Лесной кодекс Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2008. – 45 с.
56. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
57. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

58. 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.

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

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

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

62. Приказ Минприроды РФ от 26.01.2011 N 17 «Об утверждении Методических указаний по разработке правил использования водохранилищ» [Электронный ресурс] // «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений среднемесячных расходов воды (м³/с) р. Хантайка в створе Усть-Хантайской ГЭС за 1936-1985 гг

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} год
1936	19	19	13	19	365	3440	1537	420	274	104	55	37	525
1937	94	61	41	27	422	2610	1149	372	802	568	259	107	543
1938	66	51	44	51	382	2560	1143	631	1240	366	121	74	561
1939	63	47	39	31	78	2950	1437	691	699	633	206	125	583
1940	62	55	41	41	62	2440	2150	1040	1040	667	189	71	655
1941	65	46	39	46	39	1790	2510	987	718	359	200	110	576
1942	80	51	44	36	37	3683	1253	490	386	288	131	98	548
1943	68	54	47	40	47	4110	1990	892	628	402	168	110	713
1944	60	53	40	40	60	2629	1926	844	554	284	162	115	564
1945	70	56	49	42	49	1727	2426	954	694	347	193	107	560
1946	73	58	44	44	140	2709	1977	868	570	292	167	118	588
1947	78	70	70	70	292	1842	1757	1150	1180	592	278	161	628
1948	63	56	42	42	63	3030	1523	644	598	807	318	233	618
1949	70	56	49	42	49	1808	2526	997	752	363	202	111	585
1950	40	20	13	12	125	2790	2000	876	575	294	168	119	586
1951	62	45	28	22	34	2733	1493	949	670	312	153	119	552
1952	45	38	26	19	32	1347	1396	813	768	387	235	140	437
1953	44	37	25	19	31	2640	953	838	1250	409	109	25	532
1954	64	45	41	42	41	2560	928	814	1218	398	106	56	526
1955	62	35	21	17	463	3597	1220	483	380	282	128	97	565
1956	66	52	44	44	66	1471	519	403	325	158	142	89	282
1957	69	56	50	45	48	1809	2540	999	730	362	206	109	585
1958	79	49	44	39	37	2757	2003	871	581	296	167	119	587
1959	75	58	45	44	142	2924	2013	907	640	404	171	112	628
1960	99	68	53	48	79	1861	1777	1160	1190	599	284	159	615
1961	64	45	28	22	37	1281	1994	834	539	421	149	99	459
1962	109	84	70	69	292	1786	1480	865	816	414	250	148	532
1963	151	101	77	62	70	3063	1547	649	601	814	324	238	641
1964	36	20	12	11	123	2154	3377	1840	990	368	166	67	764
1965	79	54	36	23	31	2653	1453	929	656	302	146	118	540
1966	79	57	31	16	86	1801	1900	891	746	416	214	125	530
1967	132	118	81	103	80	1573	1496	946	779	441	233	159	512
1968	109	59	74	38	82	2996	1400	879	567	351	155	129	570
1969	108	135	110	90	71	2084	1386	961	1010	548	257	275	586
1970	152	139	137	90	353	1955	1583	1140	953	437	240	193	614
1971	142	127	110	105	213	2830	1637	740	527	468	316	227	620
1972	133	153	112	93	383	2200	1133	527	618	305	288	199	512
1973	169	144	113	101	99	2350	1269	649	624	410	330	230	541
1974	215	147	86	49	71	2520	1353	804	488	322	227	232	543
1975	157	117	99	94	89	2630	1007	576	526	432	274	235	520
1976	147	98	78	84	65	2307	1383	795	645	431	267	165	539
1977	147	99	80	801	306	3103	1600	701	440	273	223	195	664
1978	141	129	86	86	68	3147	1226	690	692	395	236	212	592
1979	182	159	119	73	232	2257	985	757	488	391	303	233	515
1980	101	70	57	56	274	2403	826	426	410	264	198	155	437
1981	122	90	73	78	329	1856	795	517	472	313	206	173	419
1982	142	110	94	69	114	2028	1428	745	899	578	350	250	567
1983	80	55	37	22	20	2587	1451	920	660	300	145	120	533
1984	81	60	33	17	90	1920	2010	895	750	420	220	125	552
1985	135	120	85	110	90	1650	1580	1030	780	450	235	161	536
Q _{срмес}	95	75	58	66	137	2419	1589	816	703	405	209	144	560

Окончание приложения А

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

График нагрузки					ИКН			
час	ОДУ		РДУ		Лето		Зима	
	лето	зима	лето	зима	ΔРсум, МВт	ΔЭ, млн кВт·ч	ΔРсум, МВт	ΔЭ, млн кВт·ч
1	18223	25852	5569	7900	9	0,01	42	0,04
2	18056	26032	5518	7955	18	0,03	48	0,05
3	18392	26613	5620	8133	34	0,07	68	0,11
4	19238	27360	5879	8361	43	0,11	87	0,19
5	19907	28239	6083	8629	50	0,14	147	0,49
6	20504	28762	6266	8789	61	0,21	165	0,60
7	21321	29217	6515	8928	70	0,27	215	0,95
8	21137	29342	6459	8967	76	0,32	220	0,99
9	20991	28912	6415	8835	89	0,44	245	1,22
10	21025	28577	6425	8733	151	1,06	276	1,52
11	20994	28613	6415	8744	155	1,11	293	1,71
12	21219	28559	6484	8727	185	1,47	312	1,94
13	21038	28550	6429	8724	235	2,12	314	1,97
14	20932	28759	6397	8788	312	3,19	329	2,18
15	20805	29347	6358	8968	379	4,19	466	4,23
16	20641	29594	6308	9044	553	6,98	563	5,78
17	20563	29363	6284	8973	628	8,25	781	9,48
18	20838	29072	6368	8884	783	11,05	832	10,41
19	20864	28541	6376	8722	853	12,38	951	12,67
20	20458	27829	6252	8504	954	14,41	957	12,79
21	19534	26946	5969	8234	957	14,45	1019	14,09
22	18678	26461	5708	8086	985	15,08	1073	15,27
23	18371	25821	5614	7891	1006	15,57	1074	15,29
24	18174	25982	5554	7940	6553	148,70	8840	201,69

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в мегаваттах

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Р _{ср} , МВт	8366	8081	7586	7015	6520	6234	6233	6518	7012	7583	8078	8365
Р _{max} , МВт	8801	8506	7993	7402	6889	6592	6591	6886	7398	7990	8503	8800

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	Q м ³ /с	№	Q _{убыв} м ³ /сек	$K = \frac{Q}{Q_{ср}}$	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1936	3440	1	4110	1,631	0,631	0,398	0,251	1,4
1937	2610	2	3683	1,462	0,462	0,213	0,098	3,4
1938	2560	3	3597	1,427	0,427	0,183	0,078	5,4
1939	2950	4	3440	1,365	0,365	0,133	0,049	7,3
1940	2440	5	3377	1,340	0,340	0,116	0,039	9,3
1941	2510	6	3147	1,249	0,249	0,062	0,015	11,3

1942	3683	7	3103	1,231	0,231	0,054	0,012	13,3
1943	4110	8	3063	1,216	0,216	0,046	0,010	15,3
1944	2629	9	3030	1,202	0,202	0,041	0,008	17,3
1945	2426	10	2996	1,189	0,189	0,036	0,007	19,2
1946	2709	11	2950	1,171	0,171	0,029	0,005	21,2
1947	1842	12	2924	1,160	0,160	0,026	0,004	23,2
1948	3030	13	2830	1,123	0,123	0,015	0,002	25,2
1949	2526	14	2790	1,107	0,107	0,011	0,001	27,2
1950	2790	15	2757	1,094	0,094	0,009	0,001	29,2
1951	2733	16	2733	1,085	0,085	0,007	0,001	31,2
1952	1396	17	2709	1,075	0,075	0,006	0,000	33,1
1953	2640	18	2653	1,053	0,053	0,003	0,000	35,1
1954	2560	19	2640	1,048	0,048	0,002	0,000	37,1
1955	3597	20	2630	1,044	0,044	0,002	0,000	39,1
1956	1471	21	2629	1,043	0,043	0,002	0,000	41,1
1957	2540	22	2610	1,036	0,036	0,001	0,000	43,1
1958	2757	23	2587	1,027	0,027	0,001	0,000	45,0
1959	2924	24	2560	1,016	0,016	0,000	0,000	47,0
1960	1861	25	2560	1,016	0,016	0,000	0,000	49,0
1961	1994	26	2540	1,008	0,008	0,000	0,000	51,0
1962	1786	27	2526	1,002	0,002	0,000	0,000	53,0
1963	3063	28	2520	1,000	0,000	0,000	0,000	55,0
1964	3377	29	2510	0,996	-0,004	0,000	0,000	56,9
1965	2653	30	2440	0,968	-0,032	0,001	0,000	58,9
1966	1900	31	2426	0,963	-0,037	0,001	0,000	60,9
1967	1573	32	2403	0,954	-0,046	0,002	0,000	62,9
1968	2996	33	2350	0,933	-0,067	0,005	0,000	64,9
1969	2084	34	2307	0,916	-0,084	0,007	-0,001	66,9
1970	1955	35	2257	0,896	-0,104	0,011	-0,001	68,8
1971	2830	36	2200	0,873	-0,127	0,016	-0,002	70,8
1972	2200	37	2084	0,827	-0,173	0,030	-0,005	72,8
1973	2350	38	2028	0,805	-0,195	0,038	-0,007	74,8
1974	2520	39	2010	0,798	-0,202	0,041	-0,008	76,8
1975	2630	40	1994	0,791	-0,209	0,044	-0,009	78,8
1976	2307	41	1955	0,776	-0,224	0,050	-0,011	80,8
1977	3103	42	1900	0,754	-0,246	0,061	-0,015	82,7

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

№ строки	P, %	год	Qпол	год	Qмеж	год	Qср год
1	2	1964	2090	1977	220	1964	764
2	4	1943	1905	1970	218	1943	713
3	6	1940	1668	1971	214	1977	664
4	8	1959	1621	1982	213	1940	655
5	10	1950	1560	1979	212	1963	641
6	12	1958	1553	1972	208	1947	628
7	14	1977	1551	1963	203	1959	628
8	16	1946	1531	1947	201	1971	620
9	18	1949	1521	1973	200	1948	618
10	20	1957	1520	1969	199	1960	615
11	22	1963	1518	1975	187	1970	614
12	24	1941	1501	1962	180	1978	592
13	25	1948	1501	1948	177	1946	588

14	27	1960	1497	1960	174	1958	587
15	29	1944	1488	1985	173	1950	586
16	31	1947	1482	1981	173	1969	586
17	33	1951	1461	1937	173	1949	585
18	35	1968	1461	1978	169	1957	585
19	37	1942	1453	1974	169	1939	583
20	39	1945	1450	1967	168	1941	576
21	41	1939	1444	1976	167	1968	570
22	43	1978	1439	1939	153	1982	567
23	45	1971	1434	1940	149	1944	564
24	47	1965	1423	1980	147	1938	561
25	49	1953	1420	1938	144	1945	560
26	51	1955	1420	1959	131	1955	560
27	53	1936	1418	1984	131	1951	552
28	55	1970	1408	1955	131	1984	552
29	57	1983	1405	1966	128	1942	548
30	59	1984	1394	1968	125	1937	543
31	61	1938	1394	1957	118	1974	543
32	63	1954	1380	1949	118	1973	541
33	65	1969	1360	1943	117	1965	540
34	67	1966	1335	1946	117	1976	539
35	69	1974	1291	1945	114	1985	536
36	71	1976	1283	1941	113	1983	533
37	73	1937	1282	1961	108	1953	532
38	75	1982	1275	1958	104	1962	532
39	76	1985	1260	1944	102	1966	530
40	78	1962	1237	1964	100	1954	526
41	80	1973	1223	1954	99	1936	525
42	82	1967	1199	1950	99	1975	520
43	84	1975	1185	1965	99	1979	515
44	86	1961	1162	1983	97	1967	512
45	88	1979	1122	1952	97	1972	512
46	90	1952	1121	1951	97	1961	459
47	92	1972	1120	1942	96	1952	438

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

№ строки	P, %	год	Qпол	год	Qмеж	год	Qср год
48	94	1980	1016	1953	87	1980	437
49	96	1981	910	1956	83	1981	419
50	98	1956	680	1936	79	1956	282

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Qбыт, м ³ /с	45	30	19	20	176	2584	1137	403	358	276	119	91
Qисп, м ³ /с	1	1	1	1	2	26	11	4	4	3	1	1
Qльда, м ³ /с	1	1	1	-5	-8	0	0	0	0	0	5	5

Q _{Фил} , м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	требования ВХК											
Q _{ВХК} , м ³ /с	150	150	150	150	150	300	300	300	200	150	150	150
Q _{с п} , м ³ /с	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
ΣQ _{пот} , м ³ /с	3	3	3	-3	-5	97	82	75	75	74	7	7
Q _{б пол} , м ³ /с	42	27	16	23	181	2487	1055	328	283	202	112	84
Z _{вб} , м	60,00											
Z _{нб} , м	0,39	0,22	0,09	0,17	1,97	21,52	10,74	3,58	3,09	2,20	1,19	0,87
H, м	58,61	58,78	58,91	58,83	57,03	37,48	48,26	55,42	55,91	56,80	57,81	58,13
N _{быт} , МВт	21	14	8	12	89	802	438	156	136	99	56	42
Q _{ВХК} , м ³ /с	150	150	150	150	150	300	300	300	200	150	150	150
Z _{нб} , м	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	3,26	3,26	3,26	2,17	1,61	1,61	1,61
H, м	57,39	57,39	57,39	57,39	57,39	55,74	55,74	55,74	56,83	57,39	57,39	57,39
N _{ВХК} , МВт	70	70	70	70	70	140	140	140	100	70	70	70
N _{быт- ВХК} , МВт	-49	-56	-62	-58	19	662	298	16	36	29	-14	-28

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

Месяц	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр, м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qвхк, м³/с
11	128	1	349	0	470	471	150
12	97	1	920	0	1010	1011	150
1	62	1	980	0	1039	1040	150
2	35	1	465	0	497	498	150
3	17	1	135	0	149	150	150
4	21	1	125	0	149	150	150
5	403	1	135	0	543	544	300
6	3597	1	-3109	0	391	392	300
7	1220	1	0	0	1138	1139	300
8	483	1	0	0	408	409	300
9	380	1	0	0	305	306	200
10	282	1	0	0	208	209	150

Окончание таблицы Б.4

Месяц	V водохран, км³			Zвб, м			Zнб,м	H,м	N гэс, МВт	N гар, МВт
	V нач	ΔV км³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср				
11	24,29	0,90	23,39	60,00	59,72	59,86	5,08	53,78	217	217
12	23,39	2,38	21,00	59,72	58,74	59,23	10,34	47,89	416	416
1	21,00	2,54	18,46	58,74	57,48	58,11	10,60	46,51	416	416
2	18,46	1,21	17,26	57,48	56,82	57,15	5,36	50,79	217	217
3	17,26	0,35	16,91	56,82	56,62	56,72	1,61	54,11	69	по вхк
4	16,91	0,32	16,58	56,62	56,42	56,52	1,61	53,91	69	по вхк
5	16,58	0,35	16,23	56,42	56,21	56,32	5,83	49,49	231	по вхк
6	16,23	-8,06	24,29	56,21	60,00	58,11	4,25	52,86	178	по вхк
7	24,29	0,00	24,29	60,00	60,00	60,00	11,48	47,52	465	по вхк
8	24,29	0,00	24,29	60,00	60,00	60,00	4,43	54,58	191	по вхк
9	24,29	0,00	24,29	60,00	60,00	60,00	3,33	55,68	146	по вхк
10	24,29	0,00	24,29	60,00	60,00	60,00	2,27	56,74	101	по вхк

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году, способ 1

Месяц	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр, м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qвхк, м³/с
10	202	1	3	0	205	206	200
11	112	1	203	0	315	316	150
12	84	1	730	0	814	815	150
1	42	1	790	0	832	833	150
2	27	1	122	0	149	150	150
3	16	1	133	0	149	150	150
4	23	1	126	0	149	150	150
5	181	1	-32	0	149	150	150
6	2487	1	-1306	0	1181	1182	300
7	1055	1	-756	0	299	300	300
8	328	1	-29	0	299	300	300
9	283	1	16	0	299	300	300

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

V водохрани, км ³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Э, млн кВт·ч
V нач	ΔV км ³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
11	25,00	0,01	24,99	60,00	59,93	59,96	2,23	56,73	100	72
12	24,99	0,53	24,47	59,93	59,88	59,90	3,44	55,47	150	108
1	24,47	1,89	22,57	59,88	59,17	59,53	8,51	50,02	350	252
2	22,57	2,05	20,53	59,17	58,05	58,61	8,68	48,93	350	252
3	20,53	0,32	20,21	58,05	57,87	57,96	1,61	55,35	71	51
4	20,21	0,34	19,87	57,87	57,68	57,77	1,61	55,17	71	51
5	19,87	0,33	19,54	57,68	57,50	57,59	1,61	54,98	70	51
6	19,54	-0,08	19,62	57,50	57,54	57,52	1,61	54,91	70	51
7	19,62	-3,39	23,01	57,54	59,38	58,46	11,86	45,60	463	333
8	23,01	-1,96	24,97	59,38	59,93	59,66	3,26	55,39	142	103
9	24,97	-0,08	25,04	59,93	59,93	59,93	3,26	55,67	143	103
10	25,04	0,04	25,00	59,93	59,93	59,93	3,26	55,67	143	103

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году, способ 2

Месяц	Qбыт пол, м ³ /с	Qф, м ³ /с	Q водохр, м ³ /с	Q хол сбр, м ³ /с	Qгэс, м ³ /с	Qнб, м ³ /с	Qвхк, м ³ /с
11	112	1	356	0	468	471	150
12	84	1	920	0	1004	1011	150
1	42	1	990	0	1032	1040	150
2	27	1	467	0	494	498	150
3	16	1	133	0	149	150	150
4	23	1	126	0	149	150	150
5	181	1	118	0	299	544	300
6	2487	1	-2188	0	299	392	300
7	1055	1	-756	0	299	1139	300
8	328	1	-29	0	299	409	300
9	283	1	-84	0	199	306	200
10	202	1	-53	0	149	209	150

Окончание таблицы Б.6

V водохрани, км ³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Э, млн кВт·ч
V нач	ΔV км ³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
24,29	0,92	23,37	60,00	59,71	59,86	5,06	53,80	217	217	156
23,37	2,38	20,98	59,71	58,73	59,22	10,28	47,94	414	416	298
20,98	2,57	18,42	58,73	57,46	58,09	10,54	46,56	413	416	298
18,42	1,21	17,21	57,46	56,79	57,12	5,33	50,80	216	217	155
17,21	0,34	16,86	56,79	56,59	56,69	1,61	54,08	69	по вхк	50
16,86	0,33	16,53	56,59	56,40	56,49	1,61	53,88	69	по вхк	50
16,53	0,31	16,23	56,40	56,21	56,30	3,26	52,04	134	по вхк	96
16,23	-5,67	21,90	56,21	59,14	57,67	3,26	53,41	137	по вхк	99
21,90	-1,96	23,86	59,14	59,88	59,51	3,26	55,24	142	по вхк	102
23,86	-0,08	23,93	59,88	59,90	59,89	3,26	55,63	143	по вхк	103
23,93	-0,22	24,15	59,90	59,96	59,93	2,17	56,77	97	по вхк	70
24,15	-0,14	24,29	59,96	60,00	59,98	1,61	57,37	74	по вхк	53

Окончание приложения Б

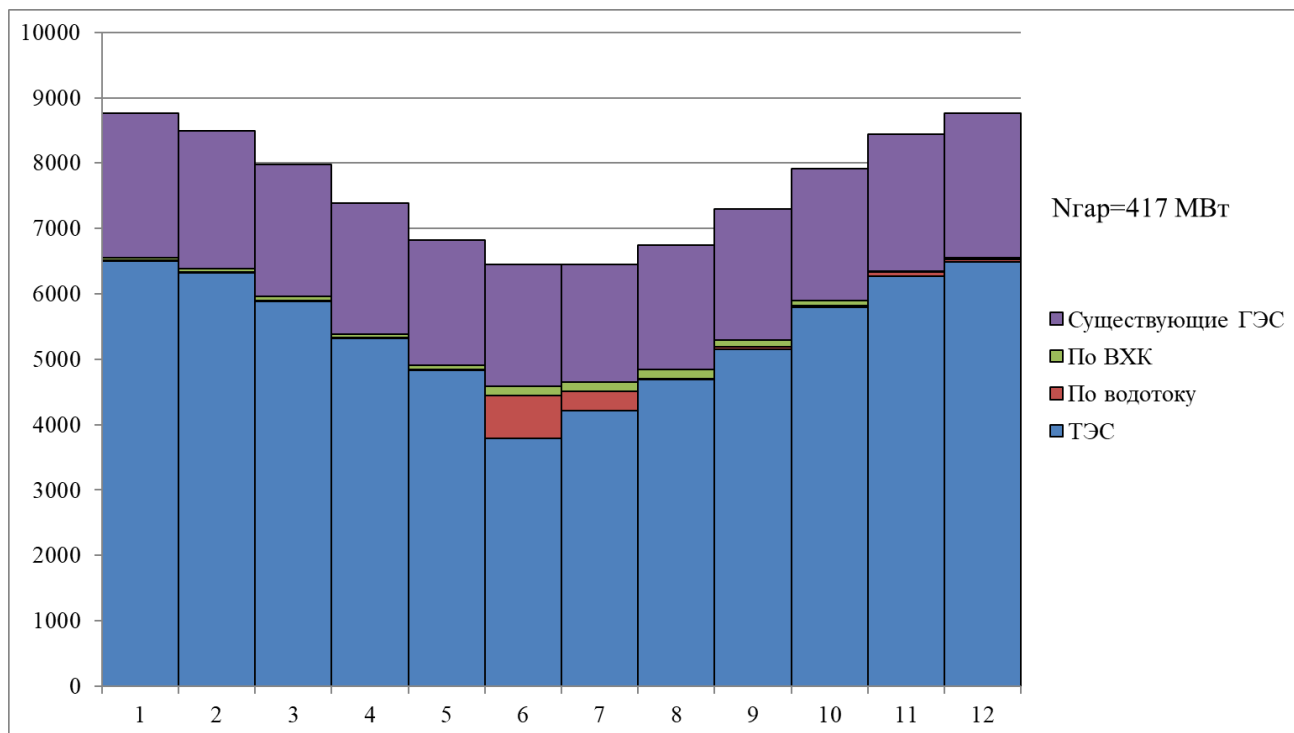


Рисунок Б.1 – Баланс энергии

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

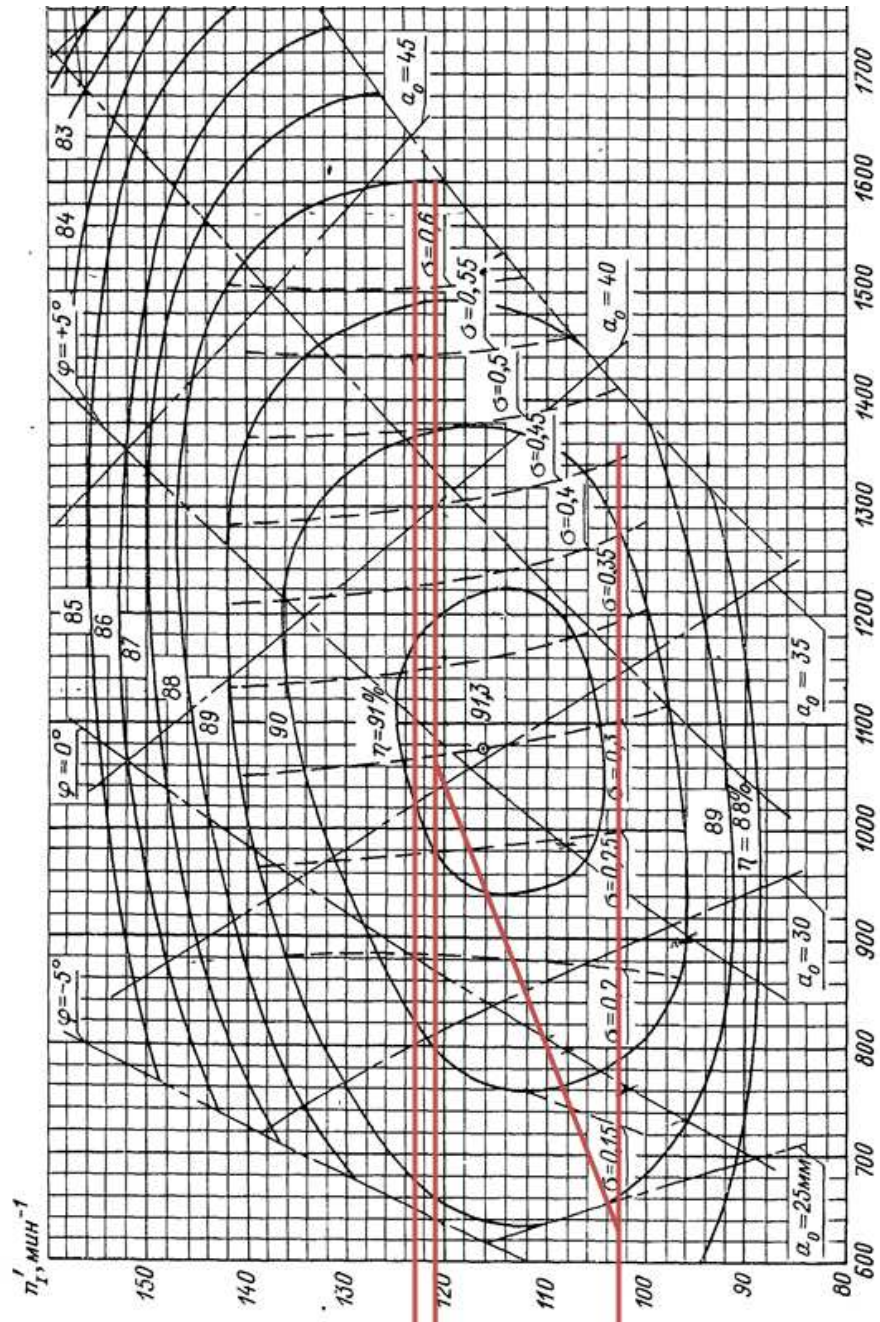


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика турбины ПЛ-60

Продолжение приложения В

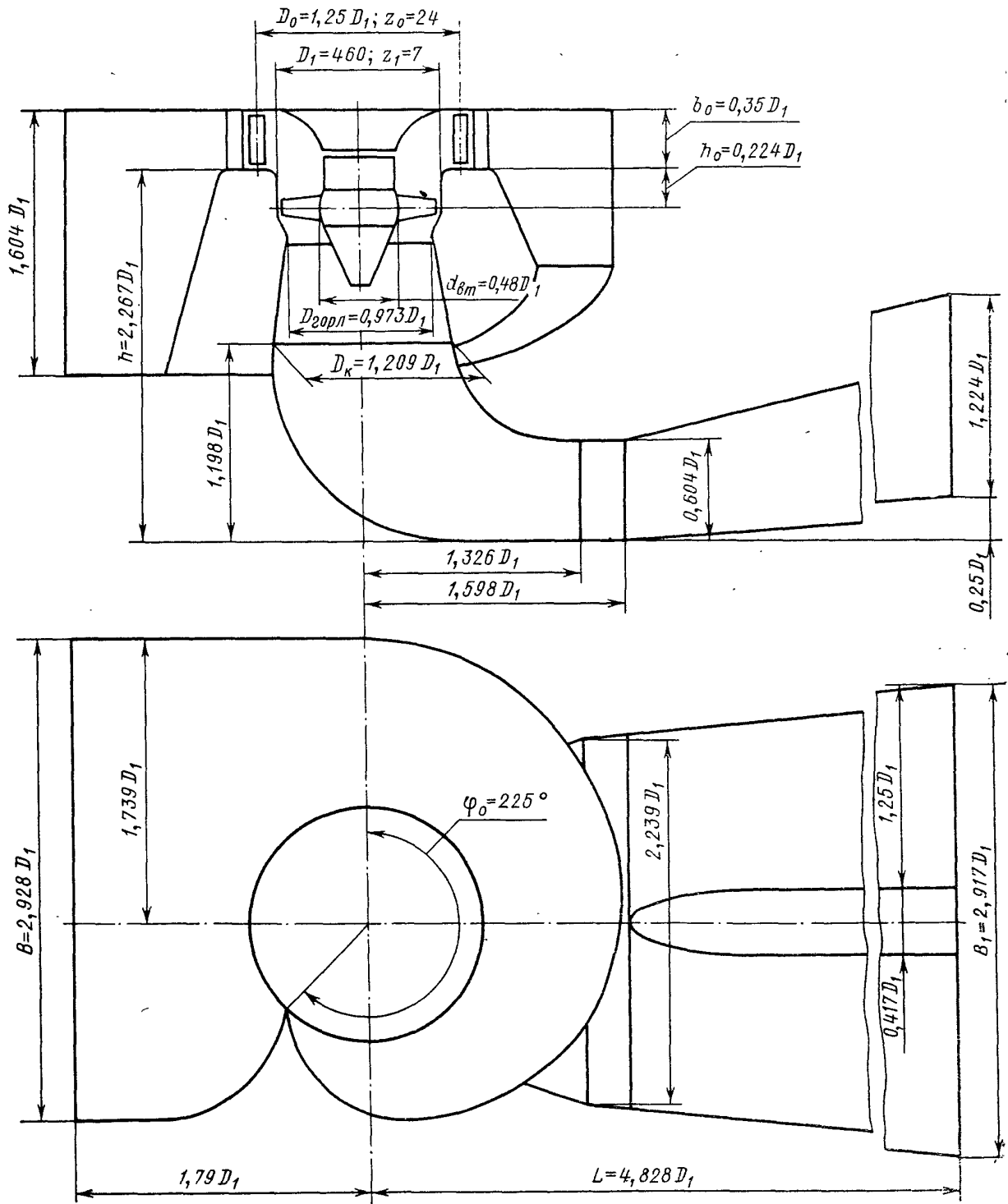


Рисунок В.2 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ-60

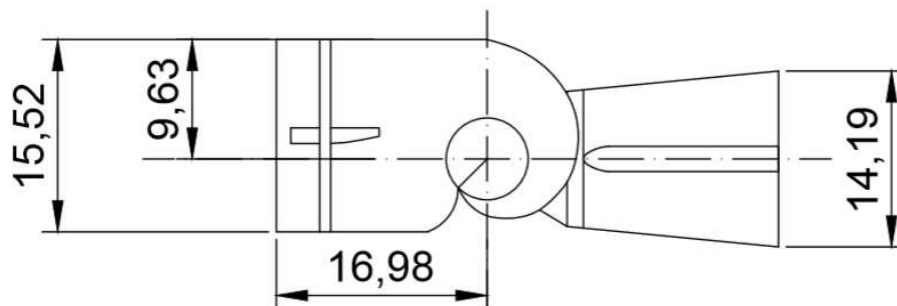


Рисунок В.3 – Спиральная камера вид сверху

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Действия							
		Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. В-500 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал	Откл. МШВ
Наименование	Обозначение								
ДЗП	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_{0G}	t_1						+	
		t_2					+		
		t_3	+	+	+				
	U_{03}	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень	+	+					
		2 ступень	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
	ОТС I	t_1							+
		t_2					+		
		t_3	+	+					
Защита от симм. к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
	ОТС	t_1							+
		t_2					+		
		t_3	+	+					
Дистанционная защита	1 ступ.	t_1				+			
		t_2	+	+	+				
	2 ступ.	t_1							+
		t_2					+		
		t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		отсечка		+	+				

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные	Именованные	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,687 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,291 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,874 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	6 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2U_H$	120 В
		2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,321 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,687 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,262 \cdot I_H$	1,201 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,903 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,041 А
		ОТС	$U_{ср}$	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,12	1,52 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,345	4,37 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,033 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,09 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,24 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,256 А

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
М.В. Кочетков

« 12 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УСТЬ-ХАНТАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
ХАНТАЙКА. ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ГА – ПРИНЦИП
ДЕЙСТВИЯ, ПРИЕМОЧНЫЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Руководитель	<i>Сивцов</i> 12.06.19 подпись, дата	заместитель начальника СТСЧ Филиала ПАО «РусГидро» «Саяно-Шушенский ГЭС имени П.С. Непорожнего» должность, ученая степень	А.Н. Сивцов инициалы, фамилия
Выпускник	<i>Шевцов</i> 12.06.19 подпись, дата		К.В. Шевцов инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Усть-Хантайской ГЭС на реке Хантайка. Гидромеханические защиты ГА - принцип действия, приемочные и эксплуатационные испытания».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зайд 28.05.19</u> подпись, дата	<u>Е.Ю. Зашеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>А.В. Масленников 06.06.19</u> подпись, дата	<u>А.В. Масленников</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Тю 09.06.19</u> подпись, дата	<u>А.В. Толстихина</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>А.В. Шлепкин 11.06.19</u> подпись, дата	<u>А.В. Шлепкин</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Т.А. Рабинец 11.06.19</u> подпись, дата	<u>Т.А. Рабинец</u> инициалы, фамилия
Пожарная безопасность. Охрана труда	<u>В.В. Майоров 10.06.19</u> подпись, дата	<u>В.В. Майоров</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	<u>В.А. Каргенов 13.06.19</u> подпись, дата	<u>В.А. Каргенов</u> инициалы, фамилия
Технико – экономическое обоснование	<u>В.В. Лапасова 10.06.19</u> подпись, дата	<u>В.В. Лапасова</u> инициалы, фамилия
КОНСУЛЬТАНТ	<u>М.В. Козырев 14.06.19</u> подпись, дата	<u>М.В. Козырев</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>А.А. Тарасов 14.06.19</u> подпись, дата	<u>А.А. Тарасов</u> инициалы, фамилия