

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А. А. Ачитаев
«_____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНГАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА.
АНАЛИЗ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Руководитель _____
подпись, дата _____
должность, ученая степень

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

А.Е. Сиротенко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме «Проектирование Ангарской ГЭС на реке Ангара. Анализ и совершенствование методов и средств определения состояния основного оборудования гидроэлектростанций».

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 РЗиА

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

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	8
1.1 Природные условия	8
1.1.1 Климат	8
1.1.2 Сейсмичность района	8
1.1.3 Почвы	9
1.1.4 Гидрологические данные	9
2 Водноэнергетические расчеты	11
2.1 Регулирование стока воды.....	11
2.1.1 Исходные данные.....	11
2.1.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	12
2.1.3 Выбор расчетного средневодного года ($P=50\%$)	14
2.1.4 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$).....	15
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов.....	16
2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	16
2.2.2 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года	18
2.2.3 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей	18
3 Основное и вспомогательное оборудование	20
3.1 Выбор числа и типа агрегатов.....	20
3.1.1 Построение режимного поля.....	20
3.1.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	21
3.1.2 Определение заглубления рабочего колеса.....	27
3.2 Определение геометрических размеров проточной части	28
3.2.1 Расчет спиральной камеры	29
3.2.2 Расчет вала	29
3.2.3 Расчет подшипника.....	30
3.3.3 Выбор типа и габаритов маслонапорной установки.....	31
3.3.4 Выбор типа электрогидравлического регулятора	32
3.3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора	32
3.3.6 Подъёмно-транспортное оборудование	33
4 Электрическая часть	34
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	34
4.1.1 Главные повышающие трансформаторы.....	35
4.1.2 Выбор ТСН.....	36
4.1.3 Выбор количества отходящих линий РУ высшего напряжения и марки проводов ВЛ	36

4.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	37
4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	38
4.4.1 Расчет токов трехфазного и однофазного КЗ в главной схеме с помощью RastrWin	39
4.4.2 Распределение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	40
4.5.1 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении.....	41
4.5.2 Выбор КРУЭ	41
4.5.3 Выбор трансформатора напряжения для схемы СН.....	42
5 Релейная защита и автоматика	43
5.1.1 Расчет номинальных токов	43
5.1.2 Перечень защит основного оборудования	43
5.2 Описание защит и расчет их уставок.....	45
5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)	45
5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($U_n (U_o)$)	47
5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U_1 >$), ($U_2 >$)	49
5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	50
5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)	54
5.2.6 Защита от перегрузки обмотки ротора	55
5.2.7 Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	57
5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	60
6 Компоновка и сооружения гидроузла.....	61
6.1 Проектирование сооружений напорного фронта	61
6.1.1 Определение отметки гребня плотины.....	61
6.2 Гидравлические расчеты	63
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта	63
6.2.2 Определение отметки гребня водослива	64
6.2.3 Построение профиля водосливной грани.....	66
6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	67
6.3 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	68
6.3.1 Водобой.....	68
6.3.2 Расчет водобойной стенки	68
6.3.3 Расчет второй водобойной стенки	70
6.3.4 Рисберма.....	71
6.4 Конструирование плотины	72
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины	72
6.4.2 Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плоины и здания ГЭС швами	72
6.4.3 Быки.....	72

6.4.4 Устои	73
6.4.5 Дренаж тела бетонной плотины.....	73
6.4.6 Галереи в теле плотины.....	73
6.5 Основные элементы плотины	73
6.5.1 Цементационная завеса	74
6.5.2 Дренажные устройства.....	74
6.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	75
6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину	75
6.6.2 Вес сооружения и затворов	75
6.6.3 Сила гидростатического давления воды	76
6.6.4 Равнодействующая взвешивающего давления	76
6.6.5 Сила фильтрационного давления	77
6.6.6 Давление грунта.....	77
6.6.7 Волновое давление	78
6.7 Оценка прочности плотины	79
6.8 Критерии прочности плотины и ее основания.....	81
6.9 Обоснование устойчивости плотины	82
6.10 проектирование грунтовой плотины	82
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	84
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	84
7.2 Охрана труда.....	84
7.3 Пожарная безопасность.....	87
8 Технико-экономические показатели	90
8.1 Оценка производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	90
8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	90
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу	90
8.1.3 Налоговые расходы	93
8.2 Оценка суммы прибыли о реализации электроэнергии и мощности ..	94
8.3 Оценка инвестиционного проекта	96
8.3.1 Методология, исходные данные	96
8.3.2 Коммерческая эффективность	97
8.3.3 Бюджетная эффективность	97
8.4 Анализ чувствительности	98
9 Анализ и совершенствование методов и средств определения состояния основного оборудования гидроэлектростанций	100
9.1 Организация контроля и оценки технического оборудования на ГЭС	
100	
9.1.1 Контроль оценка технического состояния оборудования ГЭС	100
9.1.2 Обязательные формы контроля технического состояния оборудования	100
9.1.3 Техническое состояние оборудования ГЭС	102
9.2 Требования к контролю технического состояния оборудования на ГЭС	
	104

9.2.1 Порядок контроля технического состояния оборудования на ГЭС	104
9.3 Анализ и совершенствование методов определения состояния оборудования.....	105
9.3.1 Комплекс неразрушающего контроля	106
9.3.2 Автоматизированная система контроля оперативной диагностики	109
9.4 Процедуры оптимизации принятия решений при оценке технического состояния оборудования гидроэлектростанций	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	113
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	115
ПРИЛОЖЕНИЯ А-В	119-123

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетики неотделимо от развития региона, стабильности и процветания территории присутствия. Рост объемов промышленного производства приводит к увеличению энергопотребления в регионе и оказывает свое существенное влияние на дальнейшее развитие и модернизацию всей энергетической системы.

Среди основных проектов, которые оказывают существенное влияние на рост электропотребления – модернизация, расширение и ввод новых металлургических производств, формирующих основной спрос на электрическую энергию в промышленных отраслях региона.

Река Ангара одна из крупнейших рек на территории Российской Федерации, на которой действуют Иркутская, Братская, Усть-Илимская и Богучанская ГЭС. Энергопотенциал р. Ангара оценивается в 94 млрд кВтч, при этом действующие станции вырабатывают 65,3 млрд кВтч. Таким образом, существует уникальная возможность использовать неосвоенное течение реки с целью выработки электроэнергии, необходимой для районов Нижнего Приангарья с учётом перспективного развития.

Строительство Ангарской ГЭС обеспечит энергоснабжение западного промышленного района Нижнего Приангарья, расположенного на территориях Енисейского, Мотыгинского, Северо-Енисейского районов Красноярского края и включающего в себя Енисейско-Лесосибирский лесопромышленный комплекс, Раздолинский и Северо-Енисейский горнопромышленные комплексы.

В настоящее время дефицит электроэнергии в районах Нижнего Приангарья оценивается в размере 120 МВт, что сдерживает развитие промышленности районов.

Целью проекта является проектирование Ангарской ГЭС на реке Ангара её сооружений и электрической части, выбор основного гидросилового и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды и технико-экономическое обоснование эффективности проекта.

В рамках специального вопроса рассмотрен анализ и совершенствование методов и средств определения состояния основного оборудования гидроэлектростанций.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Ангара - река в Восточной Сибири, самый крупный правый приток Енисея, единственная река, вытекающая из озера Байкал. Ангара начинается из Байкала потоком шириной 1,1 км и течёт сначала в северном направлении. Участок от истока до города Иркутска представляет собой Иркутское водохранилище. На северо-западе Иркутской области на Ангаре находится Братское водохранилище, на которой стоит Братская ГЭС. После излучины на Ангаре, ниже Братского водохранилища, расположено Усть-Илимское. Затем река поворачивает на запад в Красноярский край - на смежной территории края с Иркутской областью лежит Богучанское водохранилище. Рядом с поселком Стрелка впадает в Енисей.

При относительно небольшой длине в 1779 км Ангара имеет значительный перепад высот равный 380 м и большой гидроэнергетический потенциал.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Сибирь представляет собой область в ярко выраженной континентальностью климата и отличается наиболее холодной зимой, теплым летом и небольшими годовым количеством осадков.

Климат резко-континентальный умеренного пояса и является переходным от западносибирского к восточносибирскому. Воздушные массы с моря в нижних слоях атмосферы почти не достигают сюда, а источником пополнения служит в основном арктический воздух. Зимой условия определяет обширный сибирский антициклон, летом - столь же обширная область пониженного давления. Сильное охлаждение материка зимой способствует развитию устойчивых антициклонов, что приводит к резкому уменьшению облачности и осадков.

Средняя температура января составляет -22 градуса. Основное количество осадков выпадает летом, за год же выпадает порядка 370 мм. Лето сравнительно короткое, но теплое, средние температуры июля составляют +18 градусов.

1.1.2 Сейсмичность района

Предполагаемое место постройки Ангарской ГЭС не является опасным. Изучаемая территория относится к локально-обособленной 5-6 бальной шкале сотрясений.

1.1.3 Почвы

Основной фон почвенного покрова территории строительства Ангарской ГЭС составляют почвы подзолистого типа. Эти почвы распространены повсеместно, они занимают и водораздельные пространства, и склоны различных экспозиций. Подчиненное положение в почвенном покрове занимают дерновые глеевые, глеевые, подзолистые, луговые и болотные почвы. Нередко в профиле дерново-подзолистых и дерновых глеевых почв присутствует второй гумусовый горизонт. Наиболее четко морфологически и аналитически он выделяется в почвах надпойменных террас и местных понижений на водоразделах. На лугах и старых залежах второй гумусовый горизонт выражен отчетливо - в виде сплошной полосы, под лесом - пятнами.

1.1.4 Гидрологические данные

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Ангара за период 1925-1974г представлены в приложении А, таблица А1.

Проектируемый створ представлен на рисунке 1.1.

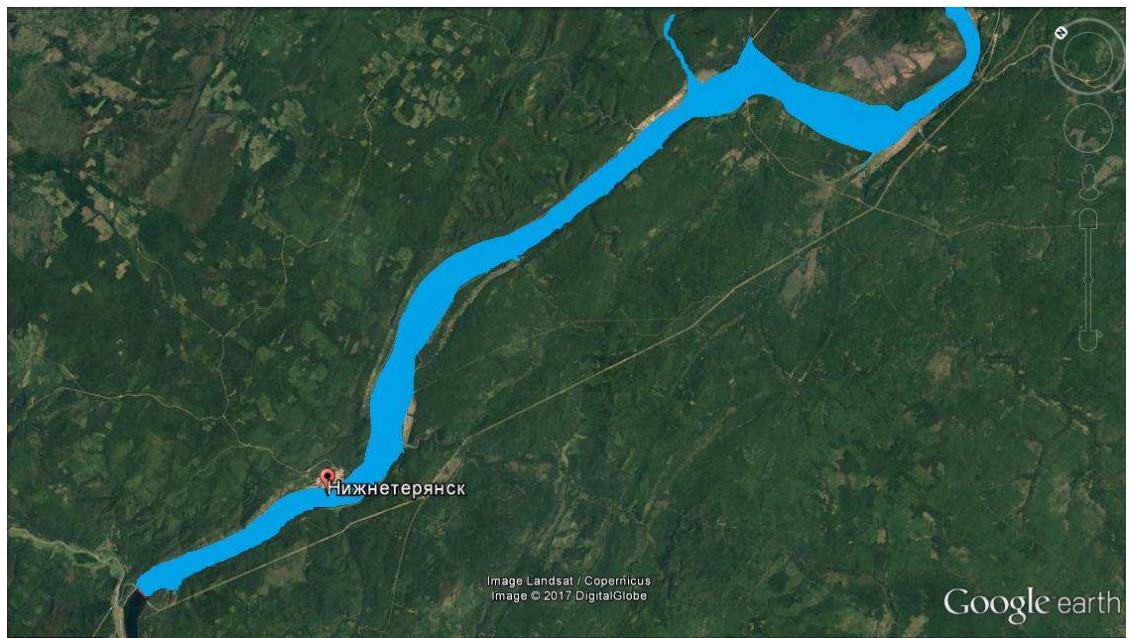


Рисунок 1.1 – Обзор на проектируемый створ реки Ангара с высоты 70км

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W} = \frac{\Sigma Q_{год}^{cp} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{3100 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 97,76 \text{ км}^3 \quad (1.1)$$

где \bar{W} – многолетний период объема годового стока ГЭС

$\Sigma Q_{\text{год}}^{\text{ср}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблицы А1;
 t – число секунд в году.

Коэффициент зарегулированности стока который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{полезн}} = 50,35 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объему годового стока ГЭС:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W} = \frac{50,35 \cdot 10^9}{97,76 \cdot 10^9} = 0,52 \quad (1.2)$$

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

Таким образом, получаем годовой тип регулирования.

Данные для построения кривых связей представлены в таблицах 1.1, 1.2 и 1.3

Таблица 1.1 – Координаты для построения кривой зависимости расхода от уровня воды в верхнем бьефе

Отметка уровня воды $Z_{\text{Бб}}, \text{м}$	109	111	113	115	117	119	121	123	125	127	129	130	132
Расход $Q, \text{м}^3/\text{с}$	0	600	1400	2200	3000	4200	6000	7800	9800	12000	14600	16344	21168

Таблица 1.2 – Координаты для построения кривой зависимости объема водохранилища от уровня воды в верхнем бьефе

Отметка уровня воды $Z_{\text{Бб}}, \text{м.}$	109	111	113	115	117	119	121	123	125	127	129	130	132
Объем $V, \text{км}^3$	0	1,5	3	5	2	10	14,9	19,8	25	33	43	50,35	70

Таблица 1.3 - Данные для построения кривых зависимостей расходов в створе ГЭС

Отметка НБ	$v_{\text{реки}}, \text{м}/\text{с}$	$\omega, \text{м}^2$	$Q_{\text{лето}}, \text{м}^3/\text{с}$	Коэф. зимы	$Q_{\text{зима}}, \text{м}^3/\text{с}$
109	2	0	0	0,85	0
111		1585	3170		2694,5
113		3782	7564		6429,4
115		6328	12656		10757,6

2 Водноэнергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

- кривые связи расходов и уровней нижнего и верхнего бьефа и объемов водохранилища и уровней верхнего бьефа (таблицы 1.1, 1.2 и 1.3);
- Энергосистема: ОДУ Сибири, Красноярское РДУ; Красноярской ГЭС $N_{уст}=2000$ МВт, $\dot{E}_{уст}=6,13$ млрд кВт·ч;

Графики суточной нагрузки энергосистемы для зимы и лета представлен в таблице 2.1 на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 – Графики суточной нагрузки системы

Время	Рзима, МВт	Рлето, МВт
4:00	5780	4127
5:00	5833	4128
6:00	5974	4267
7:00	6250	4416
8:00	6376	4574
9:00	6478	4751
10:00	6558	4845
11:00	6512	4808
12:00	6446	4769
13:00	6404	4763
14:00	6334	4774
15:00	6313	4726
16:00	6317	4746
17:00	6404	4743
18:00	6512	4734
19:00	6500	4730
20:00	6441	4698
21:00	6382	4779
22:00	6253	4778
23:00	6084	4634
0:00	5913	4375
1:00	5833	4256
2:00	5780	4177
3:00	5784	4167

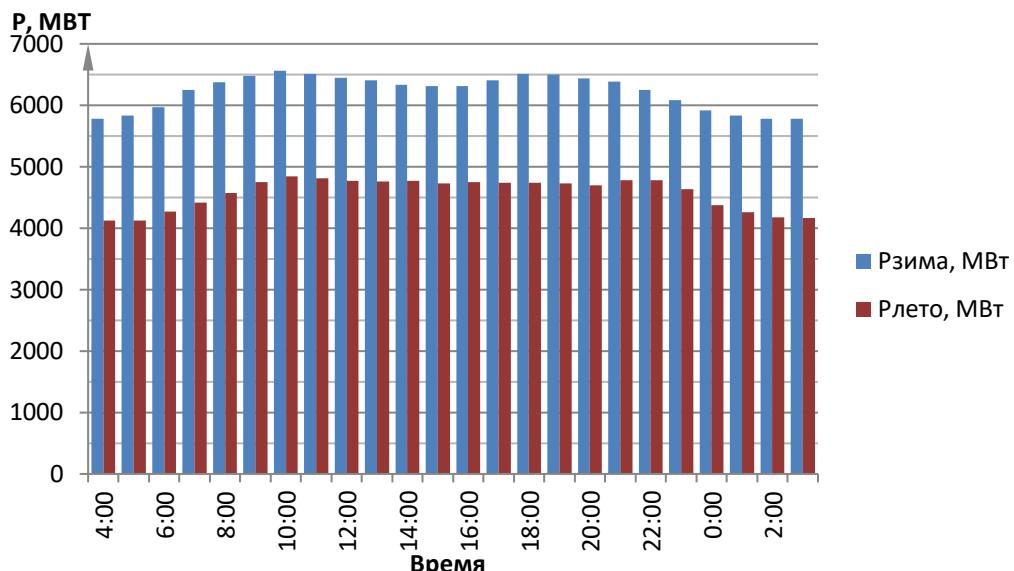


Рисунок 2.1 – Графики суточной нагрузки энергосистемы

- Отметка НПУ=130 м;
- Отметка сухого дна =109 м;
- Коэффициент мощности $k_N=8,7$;
- Зимний коэффициент $k_3=0,85$;
- Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,2$ м;
- Ряд гидрологических наблюдений за рекой Ангара период 1925-1974г представлены в приложении А, таблица А1.
- Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Требования участников ВХК и потери воды

Q , м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	1054	1054	1054	1054	2108	2108	2108	2108	2108	2108	1054	1054
Сан.попуск	527	527	527	527	1054	1054	1054	1054	1054	1054	527	527
Фильтрация	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Испарение	9	9	9	9	58	34	38	41	46	25	15	9
Льдообразование	50	50	0	-125	-75	0	0	0	0	0	50	50
Рыбопропуск	0	0	0	0	125	125	125	125	125	125	0	0

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

Для выбора установленной мощности ГЭС и расчета среднемноголетней выработки необходимо разобраться с условиями водности реки в заданном створе, исходя из представленных в приложении А таблице А1 гидрографов за 1925-1974 гг., и определить расходы маловодного и средневодного года. Для этого необходимо разделить каждый год на два периода – половодье и межень.

Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период.

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

Далее вычисляем средние расходы ($\text{м}^3/\text{с}$) для всех лет ряда, за период межени и половодья и располагаем их в порядке убывания.

Определим границы сезонов. Необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, межень и период половодья. Располагаем в порядке убывания и по полученным результатам вычисляем обеспеченность для каждого года по формуле 2.1. Полученные результаты представлены в приложении А, таблице А.2

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

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Полученные результаты представлены в приложении Б, таблице Б1.

Для расчета принято считать, что средневодный год имеет обеспеченность 50%, а маловодный 90%.

Эмпирические кривые обеспеченности средних расходов за половодье и межень представлены на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 - Эмпирические кривые обеспеченности средних расходов за половодье и межень

2.1.3 Выбор расчетного средневодного года (Р=50%)

Для заданной обеспеченности Р=50% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Поэтому по кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы с обеспеченностью Р=49% 1939 год и Р=51% 1936 год. Для сравнения вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1939 года:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{пбазовый}}}{Q_{\text{п}1939}} = \frac{5407}{5343} = 1,01, \quad (2.2)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{мбазовый}}}{Q_{\text{м}1939}} = \frac{1617}{1687} = 0,97, \quad (2.3)$$

Для 1936 года:

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{пбазовый}}}{Q_{1936}} = \frac{5407}{5305} = 1,02, \quad (2.4)$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{мбазовый}}}{Q_{\text{м}1936}} = \frac{1617}{1703} = 0,96. \quad (2.5)$$

По данным расчетам средневодный год примем 1939 год, так как он требует меньшую корректировку расчетов.

Получившиеся коэффициенты мы умножаем на среднемесячные расходы базового года 1939, тем самым уточняем годовой сток данного года. Расчетные данные представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетный средневодный год (Р=50%) с приведением

Р=50%	Год	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Q,ср. год
	1939	914	6848	5912	6481	3451	4025	3093	1784	1254	1262	1092	1006	3094
	1939к	877	6916	5971	6546	3486	4065	2969	1713	1204	1212	1048	966	3081

Так как среднегодовой расход изменился, необходимо скорректировать коэффициенты, умножив их снова на исходные расходы 1939 года:

$$K_{\text{п}} = 1,01; K_{\text{м}} = 0,97$$

Данные представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетный средневодный год (Р=50%) с приведением и корректировкой.

Р=50%	Год	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Q,ср. год
	1939	914	6848	5912	6481	3451	4025	3093	1784	1254	1262	1092	1006	3094
	1939к	891	6916	5971	6546	3486	4065	3016	1739	1223	1230	1065	981	3094

Таким образом получим: $K_{\text{п}} = 1,01$; $K_{\text{м}} = 0,975$

Из выше представленной таблицы 2.4 видно, что среднегодовой расход не изменился после корректировки. Следовательно, получаем исправленный средноводный год, представленный в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчетный средневодный год ($P=50\%$)

$P=50\%$	Год	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Q,ср. год
	1939	891	6916	5971	6546	3486	4065	3016	1739	1223	1230	1065	981	3094

2.1.4 Выбор расчетного маловодного года ($P=90\%$)

В период половодье год с обеспеченностью 90% совпадает с 1961 годом, из этого следует, что принимаем данный год за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких - либо изменений. Данные представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Маловодный год ($P=90 \%$)

Год	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Q,ср. год
1961	873	5763	3379	3777	4104	4588	2502	1467	874	921	904	887	2503

Рассчитанные коэффициенты: $K_{\text{п}} = \frac{4293}{4322} = 0,99$; $K_{\text{м}} = \frac{1320}{1366} = 0,97$

Так как коэффициенты оба понижающие, мы берем 1961 год без корректировки. Расчетные данные представлены в таблице 2.7 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.7 – Сравнение средневодного и маловодного годов

Годы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Q,ср. год
1939	891	6916	5971	6546	3486	4065	3016	1739	1223	1230	1065	981	3094
1961	873	5763	3379	3777	4104	4588	2502	1467	874	921	904	887	2503
Δ	18	1153	2592	2769	-618	-523	514	272	349	309	161	94	591
1979 к	891	6916	5401	5975	4104	4588	3016	1739	1223	1230	1065	981	3094

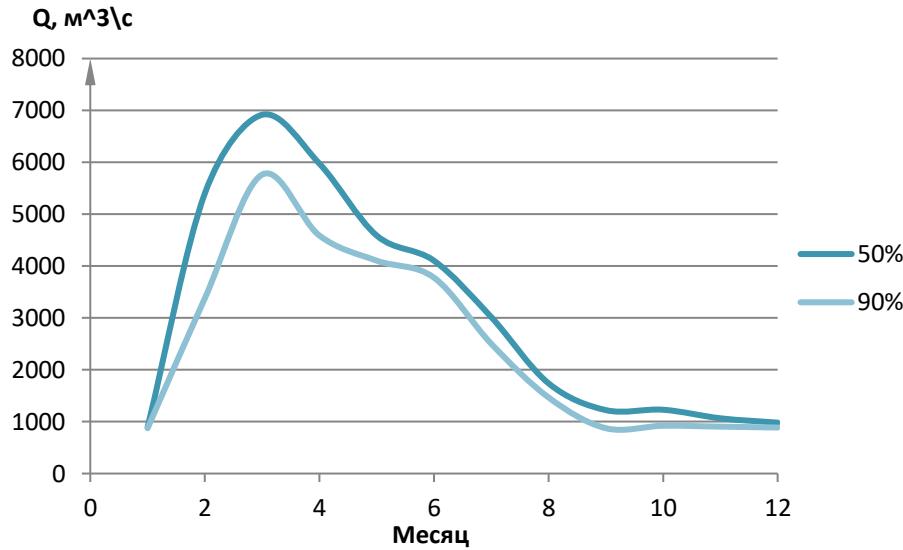


Рисунок 2.3 – Расчетные гидрографы маловодного и средневодного годов

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

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

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

Для выбранного расчетного маловодного года (1961г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.6)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,7$;

$Q^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;

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

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.7)$$

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

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

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

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.8)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

В приведенных ниже таблицах 2.8 и 2.9 представлены расчеты по мощности в первом приближении, а в таблице 2.10 сравнение тих мощностей.

Таблица 2.8 - Мощность в первом приближении, работа по водотоку

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср.год
Qбыт, $\text{м}^3/\text{с}$	921	904	887	873	5763	3379	3777	4104	4588	2502	1467	874	2503
Qсумма, $\text{м}^3/\text{с}$	84	84	34	-91	8	184	188	191	196	175	90	84	
Qпол, $\text{м}^3/\text{с}$	837	820	853	964	5755	3195	3589	3913	4392	2327	1377	790	
Zвб,м	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	
Zнб,м	111	111	111	111	118	114	115	115	116	113	112	111	
Hгэс,м	19	19	19	19	12	16	15	15	14	17	18	19	
Nбыт,МВт	139	136	143	160	620	437	475	503	541	343	216	132	

Таблица 2.9 - Мощность в первом приближении

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср.год
Qвхк, $\text{м}^3/\text{с}$	1054	1054	1054	1054	2108	2108	2108	2108	2108	2108	2108	1054	1669
Zвб,м	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	
Zнб,м	111	111	111	111	113	113	113	113	113	113	113	111	
Hгэс,м	18	18	19	19	17	17	17	17	17	17	18	18	
Nвхк,МВт	169	169	172	172	313	313	313	313	313	303	303	169	

Таблица 2.10 - Сравнение двух режимов

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Qср.год
Nбыт,МВт	139	136	143	160	620	437	475	503	541	343	216	132	3846
Nвхк,МВт	169	169	172	172	313	313	313	313	313	303	303	169	3022
ΔN	-30	-33	-29	-12	307	125	162	191	228	40	-87	-37	825

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

Определяем избыток бытовой мощности в половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изб}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} = 825 \text{ МВт} \quad (2.9)$$

По данным таблицы 2.11 строим баланс энергии, представленный плакате «Использование водной энергии», на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Таблица 2.11 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	P_{cp} , МВт	$N_{быт}$, МВт	$N_{вх}$, МВт	$N_{сущ.ГЭС}$, МВт
1	6199	139	169	1452
2	5986	136	169	1331
3	5615	143	172	1210
4	5187	160	172	1210
5	4816	620	313	1089
6	4602	437	313	968
7	4601	475	313	968
8	4815	503	313	1089
9	5185	541	313	1210
10	5613	343	303	1210
11	5984	216	303	1331
12	6199	132	169	1452

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

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

Производится расчёт сработки - наполнения водохранилища, изменением мощности в месяцы, попавшие под регулирование до полного цикла сработки – наполнения.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года представлены на плакате «Использование водной энергии»:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{гар} = 514$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 124,36 м.
- полезный объем – $V_{полезн} = 50,35$ (км^3).

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

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 10% от P_t^{max} .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.12.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{1010}{6} = 168 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.10)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}$ – установленная мощность существующей ГЭС.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{756}{6} = 126 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.11)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}$ – установленная мощность проектируемой ГЭС.

Капитальный ремонт оборудования ТЭС :

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{4955}{6} = 256 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.12)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}$ – установленная мощность ТЭС.

Баланс мощности представлен на плакате «Использование водной энергии»

Таблица 2.12–Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Нагрузка системы			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Навр, МВт	Нрем, МВт
I	6529	522	131	1010	84		565	47		4954	522	
II	6307	505	126	970	83		510	43		4827	505	
III	5923	474	118	1020	94		263	24		4640	474	
IV	5480	438	110	1050	97		140	13		4290	438	
V	5096	408	102	950	78		293	24		3853	408	143
VI	4874	390	97	960	74		303	23		3611	390	270
VII	4873	390	97	950	73		316	24		3607	390	270
VIII	5094	408	102	975	76		330	26		3789	408	143
X	5921	474	118	960	178	168	358	196		4603	474	
XI	6305	504	126	970	189		510	196	94	4825	504	
XII	6528	522	131	1010	196		565	196		4953	522	

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции.

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:

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

где $z_{ВБ}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{сраб}$ от отметки НПУ до отметки УМО;

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

Δh – заданные потери в водоподводящих сооружениях ($\Delta h = 0,02$ м).

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый минимальным расходом в сработке–наполнении водохранилища по маловодному году: $Q_{min} = 800 \text{ м}^3/\text{с}$.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

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

k_N – коэффициент мощности ($k_N = 8,7$).

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе при расчетном по мощности напоре H_p^N .

Из построенного режимного поля (рисунок 3.1) определяем:

- максимальный напор $H_{max} = 19,8$ м. - определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- расчётный напор $H_{расч} = 15,2$ м. - определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор $H_{min} = 11,9$ м. - определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

На рисунке 3.1 графически представлено режимное поле.

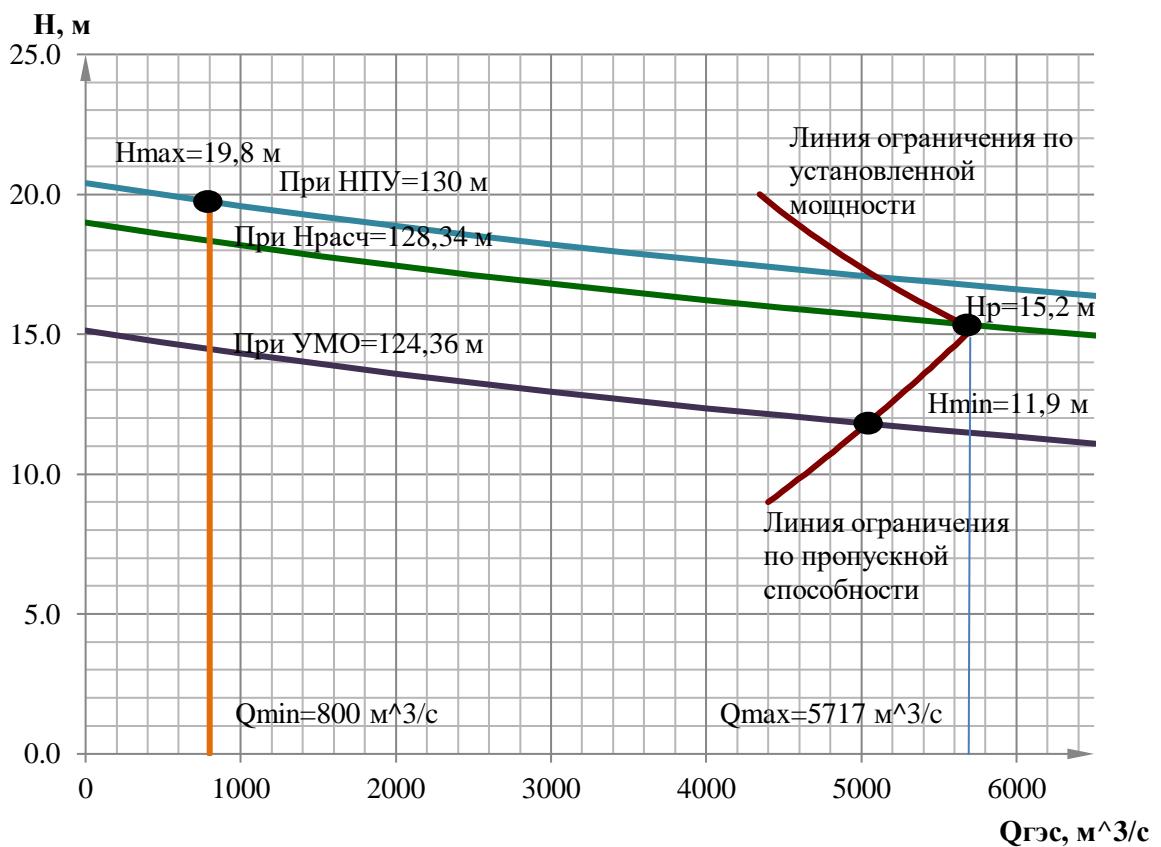


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.1.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{max}=19,8$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛ20-ГК и ПЛ20-В, основные параметры которых представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ20-ГК	ПЛ20-В
$H_{\text{пред}}, \text{м}$	20	20
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,35	0,5
$n'_{I \text{ opt}}, \text{об/м}$	155	146
$Q'_{I \text{ opt}}, \text{л/с}$	1580	1160
$\eta_{M \text{ opt}}$	0,918	0,920
$Q'_{I \text{ max}}, \text{м}^3/\text{с}$	2,75	2,00
$\sigma (Q'_{I \text{ max}})$	1,8	1,0
$D_{1 \text{ m}}, \text{м}$	0,46	0,5
$H_{\text{mod}}, \text{м}$	3	10
$t_{\text{mod}}, ^\circ\text{C}$	18	20

На ГУХ турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию через точку оптимума КПД.

Для ПЛ20-ГК: $Q'_{(P1)} = 2,75 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta'_{(p1)} = 0,86$;

Для ПЛ20-В: $Q'_{(P1)} = 1,857 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta'_{(p1)} = 0,885$.

Далее производим расчет параметров турбины ПЛ20-ГК для разных значений диаметра. Ниже представлен ход расчета для диаметра $D_1 = 7,1 \text{ м}$.

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right), \quad (3.4)$$

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

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

ν_M, ν_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий $t_M; t_H$;

ε – коэффициент, выражющий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,86) \cdot \left(0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{7,1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{3}{15,2}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,51 \cdot 10^6}{1,062 \cdot 10^6}} \right) = 0,91.$$

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитываем после уточнения числа агрегатов:

$$N_a' = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_g^{\text{cp}}, \quad (3.5)$$

где Q'_{lp} – приведенный расход воды в расчетной точке на УХ турбины (см. приложение В);

D_1, H_P – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

η_T – КПД натурной гидротурбины;

η_G^{cp} – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$N_a' = 9,81 \cdot 2,75 \cdot 7,1^2 \cdot 15,2^{1,5} \cdot 0,91 \cdot 0,97 = 71,1 \text{ МВт.}$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z_a' = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}}}{N_a'}, \quad (3.6)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}} = 756$ МВт – установленная мощность станции;

N_a' – мощность агрегата в расчетной точке.

$$z_a' = \frac{756}{71,1} = 10,6.$$

Согласно стандарту, округляем число агрегатов, которое должно быть кратно 2 или 3: $z_a = 12$ шт,

Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Далее пересчитываем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{756}{12} = 63 \text{ МВт.}$$

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.7)$$

где η_T – КПД натурной гидротурбины;

η_M – КПД модельной турбины.

$$\Delta_1 = \frac{0,91}{0,86} = 1,058.$$

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_{lp} \cdot \sqrt{H_P \cdot \Delta_1}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n'_{lp} – приведенная частота вращения в расчетной точке на УХ выбранной турбины;

D_1, H_P – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

Δ_1 – поправка на приведенную частоту вращения;

$$n_c = \frac{155 \cdot \sqrt{15,2 \cdot 1,058}}{7,1} = 87,53 \text{ об/мин.}$$

Принимаем стандартное значение синхронной частоты $n_c = 88,2 \text{ об/мин.}$

Значения приведенной частоты вращения для напоров H_{\max}, H_P, H_{\min} , необходимые для нанесения на УХ выбранной турбины линий приведенной частоты находим по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta_1}}, \quad (3.9)$$

где n_c – синхронная частота вращения турбины;

H – напоры H_{\max}, H_P, H_{\min} ;

Δ_1 – поправка на приведенную частоту вращения.

$$n'_{\max} = \frac{88,6 \cdot 7,1}{\sqrt{19,8 \cdot 1,058}} = 176,51 \text{ об/мин,}$$

$$n'_{\text{расч}} = \frac{88,6 \cdot 7,1}{\sqrt{15,2 \cdot 1,058}} = 156,18 \text{ об/мин,}$$

$$n'_{\min} = \frac{88,6 \cdot 7,1}{\sqrt{11,9 \cdot 1,058}} = 136,16 \text{ об/мин.}$$

Окончательное положение расчетной точки на линии n'_{H_P} с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_g^{\text{cp}}}, \quad (3.10)$$

где Q'_I и η_T – приведенный расход и КПД модельной гидротурбины, подбором которых и устанавливают окончательное положение расчетной точки на УХ;

N_a – округленная мощность агрегата в расчетной точке;

D_1, H_P – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

η_g^{cp} – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{63}{9,81 \cdot 7,1^2 \cdot 15,2^{1,5} \cdot 0,97} = 2,22.$$

Получаем координаты расчётной точки: $\eta_T = 0,88$, $Q'_I = 2,525 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности. Для этого на линии n'_{min} , соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставляя в вышеуказанное уравнение вместо H_p^N напор H_{max} , находим точку и соединяем ее с расчетной.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{63}{9,81 \cdot 7,1^2 \cdot 19,8^{1,5} \cdot 0,97} = 1,47,$$

Получаем координаты данной точки: $\eta_T = 0,907$, $Q'_I = 1,625 \text{ м}^3/\text{с}$.

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 –Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбин ПЛ20-ГК и ПЛ20-В

Параметр	ПЛ20-ГК					ПЛ20-В					10
	1	2	3	4	5	6	7	8	9		
D_1 , м	7,1	7,5	8	8,5	9	8	8,5	9	9,5	10	
η_T	0,910	0,910	0,911	0,912	0,912	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928	
N_a' , кВт	71,11	79,40	90,40	102,13	114,58	62,03	70,07	78,60	87,62	97,14	
z_a'	10,6	9,5	8,4	7,4	6,6	12,19	10,79	9,62	9,63	7,78	
z_a	12	10	9	8	8	14	12	10	10	8	
N_a , кВт	63,00	75,60	84,00	94,50	94,50	54	63	75,6	75,6	94,5	
Δ	1,058	1,058	1,059	1,060	1,061	1,046	1,047	1,047	1,048	1,048	
n'_{c1} , об/мин	87,53	82,89	77,74	73,19	69,15	72,77	68,51	64,72	61,33	58,28	
n_{c1} , об/мин	88,2	83,3	78,9	75	71,4	75	71,4	62,5	62,5	60	
n'_{1Hmax} , об/мин	136,2	135,8	137,1	138,5	139,5	131,19	132,66	122,92	129,71	131,05	
n'_{1Hr} , об/мин	156,2	155,8	157,3	158,8	160,0	150,48	152,17	141,00	148,79	150,32	
n'_{1Hmin} , об/мин	176,5	176,0	177,8	179,5	180,9	170,07	171,98	159,35	168,16	169,89	

Окончание таблицы 3.3

Параметр	ПЛ20-ГК					ПЛ20-В				10
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
$Q'_I \cdot \eta_T$ ($H_{\text{расч}}$)	2,22	2,38	2,33	2,32	2,07	1,50	1,55	1,66	1,49	1,68
$Q'_I \cdot \eta_T$ (H_{max})	1,47	1,58	1,54	1,54	1,37	0,99	1,02	1,10	0,98	1,11

Для выбора подходящего типа турбины были проанализированы местоположения расчётных точек на режимных полях таким образом, что если произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ находится правее Р1 или левее точки оптимума, то данный тип турбины исключается. Далее исключаются турбины, у которых точка оптимума находится в промежутке между максимальными и расчетными приведенными оборотами, так как не выполняется условие работы турбины с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчетного. Также исключаются те типы турбин, количество агрегатов которых превышает 12 шт включительно, так как это является экономически невыгодным фактором при строительстве ГЭС. Таким образом, для дальнейшего анализа были выбраны турбины ПЛ20-ГК с диаметрами 7,5м, 8м, 8,5м и 9м, а также ПЛ20-В с диаметрами 9м, 9,5м и 10м.

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

$$Q'_I = \frac{Q_{\text{min}}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H \cdot \Delta_1}}, \quad (3.12)$$

где Q_{min} – минимальный расход через турбину;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H – напор, H_{max} или H_{min} ;

Δ_1 – поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины;

$Z = 1$ – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Тогда по формуле (3.12) для ПЛ20-ГК:

$$Q'_I = \frac{Q_{\text{min}}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta_1}} = \frac{800}{7,1^2 \cdot \sqrt{19,8 \cdot 1,058}} = 0,288 \text{ м}^3/\text{с} = 288 \text{ л/с},$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\text{min}}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta_1}} = \frac{800}{7,1^2 \cdot \sqrt{11,9 \cdot 1,058}} = 0,373 \text{ м}^3/\text{с} = 373 \text{ л/с}.$$

Аналогичный расчет произведен для других гидротурбин, результаты сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты проверки работы турбины при минимальном расходе.

Турбина	ПЛ20-ГК				ПЛ20-В			
	D ₁	7,5	8	8,5	9	9	9,5	10
При H _{max}	309	302	301	268	510	569	537	
При H _{min}	401	391	390	348	662	737	345	

Изучив рабочие поля представленных турбин (см. приложение В рисунки В2, В3, В4) исключаем ПЛ20-ГК, так как при заданных параметрах турбины левая граница рабочей зоны выходит за пределы универсальной характеристики. Таким образом, для дальнейшей работы рассматриваем турбину ПЛ20-В.

3.1.2 Определение заглубления рабочего колеса

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

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S, \quad (3.13)$$

где $z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{\text{НБ}}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S .

Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. работа одного агрегата при максимальном напоре и максимальной мощности;
2. работа одного агрегата при расчетном напоре и максимальной мощности;
3. работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{\text{Х.пл.}} \quad (3.14)$$

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

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

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$.

$Z_{\text{Х.пл.}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ равна 0.

Рассчитаем допустимую высоту отсасывания для ПЛ20-ГК диаметром 7,1 м.

Для турбины ПЛ20-ГК по формуле 3.14:

$$H_S = 10,33 - \frac{109,26}{900} - 0,69 \cdot 19,8 - 1,5 = -5,1 \text{ м},$$

$$H_S = 10,33 - \frac{109,36}{900} - 1,4 \cdot 15,2 - 1,5 = -12,6 \text{ м},$$

$$H_S = 10,33 - \frac{109,40}{900} - 1,25 \cdot 11,9 - 1,5 = -6,2 \text{ м.}$$

Результаты расчета высот отсасывания сводим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания

Тип турбины	η	D ₁ , м	Z _{a,шт}	n _{c,об/мин}	N _{a,МВт}	H _{s1} , м	H _{s2} , м	H _{s3} , м
ПЛ20-В	0,927	9	10	62,5	75,6	0,51	-7,79	-6,29
ПЛ20-В	0,927	9,5	10	62,5	75,6	1,21	-5,01	-3,89
ПЛ20-В	0,98	10	8	60	94,5	0,63	-7,67	-6,17

Из всех полученных значений высот отсасывания и отметок установки РК принимаем минимальную отметку расположения рабочего колеса, которая в свою очередь рассчитана для самого неблагоприятного случая, а значит, для других вариантов бескавитационная работа будет однозначно обеспечена, то есть имеем:

ПЛ20-В-900: H_s = -7,79 м и $\nabla Z_{\text{п.к.}} = 101,41 \text{ м.}$

ПЛ20-В-950: H_s = -5,01 м и $\nabla Z_{\text{п.к.}} = 104,40 \text{ м.}$

ПЛ20-В-1000: H_s = -7,67 м и $\nabla Z_{\text{п.к.}} = 101,46 \text{ м.}$

Окончательно принимаем к установке гидротурбину ПЛ20-В-950, обосновывая это тем, что данная турбина имеет наименьшую высоту отсасывания из всех представленных, что значительно влияет на объем земляных работ, а это является экономически значимым фактором при строительстве станции.

3.2 Определение геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части модельной гидротурбины (приложение Б, рисунок Б.1.) определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

3.2.1 Расчет спиральной камеры

Целью расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. В основу расчёта заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

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

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.

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

Угол охвата спиральной камеры, взятый из ГУХ $\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ$.

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,63 \cdot D_1 = 1,63 \cdot 9,5 = 15,5 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{вх}} = 14,25 \text{ м}$;

$$r_a = \frac{D_{\text{нап}}}{2} = \frac{14,25}{2} = 7,1 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора: $D_{\text{вых}} = 12,45 \text{ м}$;

$$r_b = \frac{D_{\text{вых}}}{2} = \frac{12,45}{2} = 6,2 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 9,1 = 4,1 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 4,1 + 0,0033 \cdot 9,5 = 4,12 \text{ м.} \quad (3.19)$$

3.2.2 Расчет вала

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{kp} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{cinh}} = 0,00974 \cdot \frac{75600}{62,5} = 11,78 \text{ кН} \cdot \text{м.} \quad (3.20)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{kp}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33} = \left(\frac{5,1 \cdot 11,78}{30} \right)^{0,33} = 1,26 \text{ м}, \quad (3.21)$$

где $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35 \text{ Мпа.}$

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного: $D_B = 1300 \text{ мм.}$

3.2.3 Расчет подшипника

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{cinh} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 75600}{62,5 \cdot 9,5} = 101,9 \text{ кН.} \quad (3.21)$$

Диаметр вала под подшипником d_{Π} , с учетом облицовки, обычно принимается на $(15 \div 20)$ мм больше D_B :

$$d_{\Pi} = D_B + 0,017 = 1,3 + 0,017 = 1,317 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\Pi} \cdot h_{\Pi}} = \frac{101,9}{1,317 \cdot 0,5} = 154,7 \text{ кПа,} \quad (3.23)$$

где $h_{\Pi} = 0,5 \text{ м}$, взят по справочным таблицам в соответствии с D_B .

Для кольцевых подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$ равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 8,62 = 249,8 \text{ кПа,} \quad (3.24)$$

$$\text{где } U = \frac{\pi \cdot n_{cinh} \cdot d_{\Pi}}{30} = \frac{3,14 \cdot 62,5 \cdot 1,317}{30} = 8,62 \text{ м/сек.} \quad (3.25)$$

Тогда: $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 154,7 < 249,8 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$

Выполним расчет сегментного подшипника.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1+2\cos\alpha+2\cos(2\alpha))} = \frac{100,9}{1+2\cos\left(\frac{360}{10}\right)+2\cos\left(2\cdot\frac{360}{10}\right)} = 31,48 \text{ кН}, \quad (3.26)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot d_{\text{n}}} = \frac{100,9}{0,362 \cdot 0,5} = 563 \text{ кПа}, \quad (3.27)$$

где $l_{\text{сегм}}$ - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\Pi}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,875 \cdot 3,14 \cdot 1,317}{10} = 0,362 \text{ м}. \quad (3.28)$$

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{\text{уд}}]$ равно:

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 8,62 = 430,8 \text{ кПа}. \quad (3.29)$$

Тогда: $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 563 > 430,8 \text{ кПа} \rightarrow$ условие не выполнено.

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. По расчетам видно, что в сегментном подшипнике удельное давление превышает допустимое значение, следовательно, в данном курсовом проекте буду использоваться кольцевые подшипники.

3.3.3 Выбор типа и габаритов маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ), является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 1, стр. 144 [6] определяем тип МНУ:

МНУ 25/2-40-32-3 – это маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 25 м^3 , состоящим из 2 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см^2), с маслонасосным агрегатом ГА 25/2-40, имеющим сливной бак вместимостью 32 м^3 с 3 насосами.

3.3.4 Выбор типа электрогидравлического регулятора

По справочным данным [6] (таблица 9.2, стр. 103), определяем тип ЭГР.

Для поворотно-лопастной турбины с диаметром $D_1=9,5$ м это ЭГРК-2И1-150-4; тип панели электрооборудования ЭГР-2И1 (на интегральных микросхемах); тип гидромеханической колонки управления ЭГРК-150-4.

3.3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{75,6}{0,85} = 88,9 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.30)$$

Число полюсов гидрогенератора

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{62,5} = 96 \quad (3.31)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-1340/150-96, данные которого представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1340/150-96

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$, МВА	90
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$, МВт	76,5
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$, о. е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$, кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$, кА	3
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$, об/мин	62,5
Сопротивление обмотки статора	X_d , о. е.	0,65
Переходное сопротивление	X'_d , о. е.	0,3
Сверхпереходное сопротивление	X''_d , о. е.	0,21
Исполнение	Зонтичное, с упором на крышку турбины	

3.3.6 Подъёмно-транспортное оборудование

В машинном зале устанавливается основное крановое оборудование станции, предназначенное для выполнения всех грузоподъемных операций и перемещения грузов внутри машинного зала и монтажной площадки, связанных с обслуживанием основного гидроэнергетического оборудования – турбины и генератора, а также вспомогательного оборудования, размещенного ниже машинного зала, при ремонтах агрегатов. В машинном зале при постоянной эксплуатации применяется один или два крана в зависимости от числа агрегатов, возможности изготовления кранов требуемой грузоподъемности и компоновки машинного зала (наземный, подземный, встроенный в водосливную плотину).

В соответствии со стандартом РусГидро [10] при массе монтажного узла выше 500 т или числе агрегатов более пяти устанавливаются два крана грузоподъемностью, равной половине массы наиболее тяжелого оборудования машинного зала – ротор генератора. В соответствии с весом ротора выбираются два мостовых крана грузоподъемность 350 т.

Краны устанавливаются зеркально. Управление кранами предусматривается как из кабины, так и при помощи переносных пультов управлению.

По справочным данным [11] выбираем мостовой кран КМ 350/190/32.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учетом обеспечения её надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

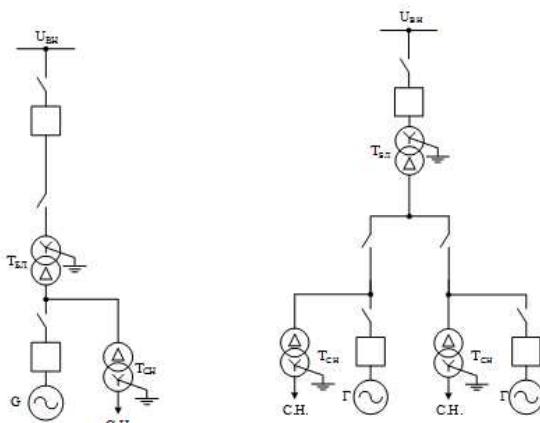


Рисунок 4.1 – Схема с одночными и укрупненными блоками

Схемы собственных нужд (далее – СН) ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

Электрическая схема СН на Ангарской ГЭС выполнена с двумя напряжениями – 0,4 и 6 кВ. Необходимость напряжения 6 кВ определена общей величиной и единичной мощностью потребителей СН, удаленностью потребителей и их структурой.

Проект Ангарской ГЭС выполняет все требования Технической политики ПАО «РусГидро» [23], а именно:

- Оборудование систем постоянного и переменного тока, щиты и сборки для питания ответственных потребителей располагаются на незатопляемых отметках;

- Для электроснабжения потребителей 1 категории и потребителей особой группы, таких как: грузоподъёмные механизмы и приводы управления

затворами ГТС, автоматика управления быстропадающих затворов и др. предусмотрены автономные независимые источники (дизель генераторная установка – ДГУ);

- У всех ответственных потребителях применено автоматическое включение резерва (АВР);

- Другие требования к СН [23]

Согласно стандарту [24]: «... необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Ангарской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- от подстанции «Солонечный» 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

Для питания СН предусматривается комплектное распределительное устройство (КРУ) 6 кВ, к которому подключаются комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6/0,4 кВ.

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная электрическая схема Ангарской ГЭС».

4.1.1 Главные повышающие трансформаторы

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_g} = 2 \cdot \frac{76,5 - 0,01 \cdot 76,5}{0,85} = 178,2 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГА,

$P_{\text{сн}}$ – мощность собственных нужд,

$\cos \varphi_g$ – коэффициент мощности.

По каталожным данным был подобран трансформатор ТРДЦН-200000/330 с номинальными параметрами:

$$\begin{aligned} S_{\text{ном}} &= 200 \text{ МВт}; U_{\text{kz}\%} = 11; \Delta P_{\text{kz}} = 560 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{xx}} = 220 \text{ кВт}; \\ I_{\text{xx}\%} &= 0,45; U_{\text{вн}} = 347 \text{ кВ}; U_{\text{нн}} = 13,8 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Время максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч}, \quad (4.2)$$

где T_{max} – время максимальных нагрузок

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = \\ = 8728,5 \text{ ч,} \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;
Потери ХХ :

$$\Delta W_{\text{XX}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{XX}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,2 \cdot 8728,5 = 3840,54 \text{ МВт} \cdot \text{ч,} \quad (4.4)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные переменные потери:

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{P_{\text{кз}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,56}{2} \cdot \left(\frac{178,2}{200} \right)^2 \cdot 2405 = 745,76 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Величина издержек:

$$U_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{XX}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\Pi} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 3840,54 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 534,66 = \\ = 27,86 \text{ тыс. рублей,} \quad (4.6)$$

где β_1, β_2 – безразмерные коэффициенты.

4.1.2 Выбор ТСН

Для рассматриваемой схемы выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 0,5 % от $S_{\Gamma \text{ ном}}$:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_r} = \frac{3,75}{0,85} = 4,45 \text{ МВА.} \quad (4.7)$$

По каталожным данным подбираем трансформатор ТСЗП-4000/20 У1.
 $S_{\text{ном}} = 4 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{\text{ВН}} = 13,8 \text{ кВ}; U_{\text{ВН}} = 6 \text{ кВ.}$

4.1.3 Выбор количества отходящих линий РУ высшего напряжения и марки проводов ВЛ

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{чн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{756 - 0,01 \cdot 756}{0,85} = 880,52 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.8)$$

Число отходящих линий 330 кВ:

$$n = \frac{S_{\text{чн}}}{P_{\text{нат}} \cdot k / \cos \varphi} + 1 = \frac{880,52}{360 \cdot 1 / 0,85} + 1 = 5, \quad (4.9)$$

где $P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}$ - натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 330 кВ;

K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше $K = 1$, при напряжении 220 кВ – $K = 1,2$, при напряжении 110 кВ – $K = 1,4$.

Принимается число ВЛ 330 кВ равным $n_l = 5$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{880,52}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,513 \text{ кА.} \quad (4.10)$$

Расчётный ток ВЛ 330 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 513 = 539,16 \text{ А,} \quad (4.11)$$

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

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

Выбран провод марки АС-400/22 с $I_{\text{доп}} = 830 \text{ А.}$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_l - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{880,52}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,77 \text{ кА.} \quad (4.12)$$

Параметры провода представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры провода марки АС-400/22

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,075	0,42	$2,66 \cdot 10^{-4}$

4.2 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Так как проектируемая станция находится в северном районе и имеет достаточно большую мощность, то целесообразно применить КРУЭ 330 кВ, так

как климатические условия практически не сказываются на его работе и более надежно.

В соответствии с [22] принимается полуторная схема, представленная на рисунке 4.2.

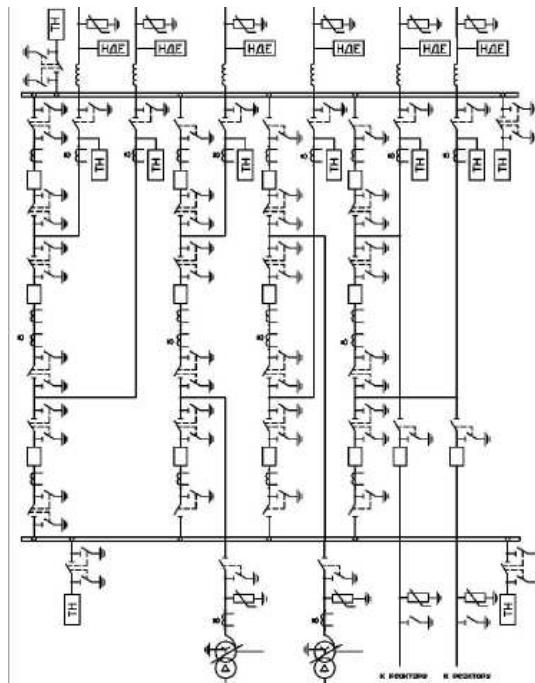


Рисунок 4.2 – Полуторная схема КРУ

4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{c.h.}} + t \cdot K_{kpy}, \quad (4.13)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (24000 тыс.руб.);
 $K_{T_{c.h.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (1589 тыс.руб.);
 K_{kpy} – стоимость ячейки ОРУ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек КРУ.

Для схемы с одиночными блоками:

$$K = 10 \cdot 38500 + 4 \cdot 3500 + 11 \cdot 75000 = 1224000 \text{ млн. рублей}$$

Для схемы с укрупненными блоками:

$$K = 5 \cdot 147700 + 4 \cdot 3500 + 8 \cdot 75000 = 1349000 \text{ млн. рублей}$$

Приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1220500 + 13400 \cdot 10 = 317600 \text{ тыс. рублей}$$

Приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1349000 + 19990 \cdot 5 = 302300 \text{ тыс. рублей}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{317600 - 302300}{317600} \cdot 100\% = 4,82\%$$

Так как разница между вариантами меньше 5% и затраты практически равносочлены, окончательно выбираем схему с укрупненными блоками.

4.4.1 Расчет токов трехфазного и однофазного КЗ в главной схеме с помощью RastrWin

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Сопротивление генератора:

$$x_g = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{90} = 0,44 \text{ Ом} \quad (4.14)$$

$$r_g = \frac{x_g}{\omega \cdot T_a} = \frac{0,44}{314 \cdot 0,045} = 0,03 \text{ Ом} \quad (4.15)$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{\text{K}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{T.BH}}^2}{S_T} = \frac{11}{100} \cdot \frac{347^2}{90} = 147,17 \text{ Ом} \quad (4.16)$$

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{\text{T.BH}}^2}{S_T^2} = 0,5 \cdot \frac{347^2}{90^2} = 7,43 \text{ Ом} \quad (4.17)$$

Сопротивление ВЛ 330кВ:

$$x_{\text{вл}} = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,42 \cdot 40 = 16,8 \text{ Ом} \quad (4.18)$$

$$r_{\text{вл}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,075 \cdot 40 = 3 \text{ Ом} \quad (4.19)$$

ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = 1,13 \cdot U_{\text{ном}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ} \quad (4.20)$$

Сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{347^2}{210} = 573,38 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{573,38}{0,045 \cdot 314} = 38,44 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

4.4.2 Распределение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении:

Расчётный ток присоединения генераторов:

$$I_{\Gamma,\text{раб max}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma,\text{ном}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ nom}}} = 1,05 \cdot \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,95 \text{ кА} \quad (4.23)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой:

$$I_{\text{раб.max.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\pi}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{880,52}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,51 \text{ кА} \quad (4.24)$$

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

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\pi}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{880,52}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 330} = 0,77 \text{ кА} \quad (4.25)$$

Расчётный ток присоединения трансформаторов:

$$I_{\text{траб.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T_{\text{ном вн}}}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 347} = 0,33 \text{ кА} \quad (4.26)$$

4.5.1 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1) $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,с}}$
- 2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{Граб max}}$
- 3) $B_{\text{k,норм}} \geq B_{\text{k,расч}}$

По каталогу «Электроаппарата» (г. Санкт-Петербург) выбираем генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20, состоящий из элегазового выключателя ВГГ-20-90/8000, разъединителей РВРЗ-20/8000 УЗ, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН. Каталожные данные генераторного оборудования представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные генераторного оборудования

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/8000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 3954 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{n0} = 40,49 \text{ кА}$	$I_T = 90 \text{ кА}$	$I_T = 100 \text{ кА}$
$i_y = 80,17 \text{ кА}$	$i_d = 230 \text{ кА}$	$i_d = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{k,расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{пз}}) =$ $= 40,49^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 65,58 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{k,ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

4.5.2 Выбор КРУЭ

По каталогу «Электроаппарата» (г. Санкт-Петербург) выбираем КРУЭ серии ЯЭГ-330.

Ячейка КРУЭ выполнена в трехфазном исполнении и состоит из отдельных элементов, заключенных в герметичную металлическую оболочку цилиндрической или шаровой формы, заполненной элегазом .

- | | | |
|---|-------|--------|
| В | полюс | ячейки |
|---|-------|--------|
- коммутационные аппараты: выключатели, разъединители, заземлители;
 - измерительные трансформаторы тока и напряжения;
 - соединительные элементы: сборные шины, кабельные вводы («масло—элегаз»), проходные вводы («воздух—элегаз»), элегазовые токопроводы .

Ячейка КРУЭ снабжена вспомогательным оборудованием и приспособлениями, обеспечивающими ее нормальное функционирование и обслуживание.

4.5.3 Выбор трансформатора напряжения для схемы СН

По каталогу «ВЭК» (г. Самара) выбираем трансформатор напряжения ТСН 250/6/0,4.

5 Релейная защита и автоматика

5.1.1 Расчет номинальных токов

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{76,5 \cdot 10^3 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3765 \text{ A} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ном}}^2 = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{3765 \cdot 1}{4000/5} = 4,71 \text{ A}, \quad (5.2)$$

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

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

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ном,ВГ1}} = \frac{I_{\text{ном,рот}} \cdot U_{\text{ном,рот}}}{1,2255} = \frac{3000 \cdot 140}{1,2255} = 342,7 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения $S_{\text{ном,ВГ1}} = 350 \text{ кВА}$.

Выполняем перерасчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{350}{140} = 2500 \text{ A}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{2500}{4000/5} = 3,1 \text{ A}. \quad (5.5)$$

5.1.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВН-1340/150-96 76,5 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 ТРДЦН- 200000/330:

- 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 330кВ;
 - Контроль изоляции сети 13,8 кВ;
 - Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 330 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 330кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 330кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 13,8 кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_H$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Данный вид защиты действует на отключение генератора, гашение полей, на пуск пожаротушения генератора и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов. Подключается к трансформаторам тока и к линейным выводам статора генератора.

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

$$I_{HB(H)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3765 = 188,27 \text{ A}, \quad (5.6)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;

f_i – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;

I_H – номинальный ток генератора равный 3765 А.

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{HB(H)} = K_H \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.7)$$

где K_H – коэффициент надежности, равный 2.

Исходя из вышеуказанного условия принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{CP,0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3765 = 564,8 \text{ A}. \quad (5.8)$$

2) Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом

отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{\overset{"}{E_d}}{\overset{"}{x_d}} \cdot I_h = \frac{1,13}{0,21} \cdot 3765 = 20261 \text{ A}, \quad (5.9)$$

где $\overset{"}{E_d}$ – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;
 $\overset{"}{x_d}$ – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,21.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 20261 = 2026 \text{ A}, \quad (5.10)$$

где $K_{\text{АП}}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_h}{I_T}, \quad (5.11)$$

где K_h – коэффициент надежности, 2;

I_T – ток трехфазного КЗ на выводах генератора 20261 А.

Тогда:

$$K_T > \frac{2026,1 \cdot 2}{20261}; \quad (5.12)$$

$K_T > 0,2$;

K_T принимается равным 0,3.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения) выбирается исходя из условия и равна:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{CP.0}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

4) Далее рассчитывается тормозной ток В, определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки B должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{\text{CP.0}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

Исходя из условия этого типового значение уставки принимается равным 1,5.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

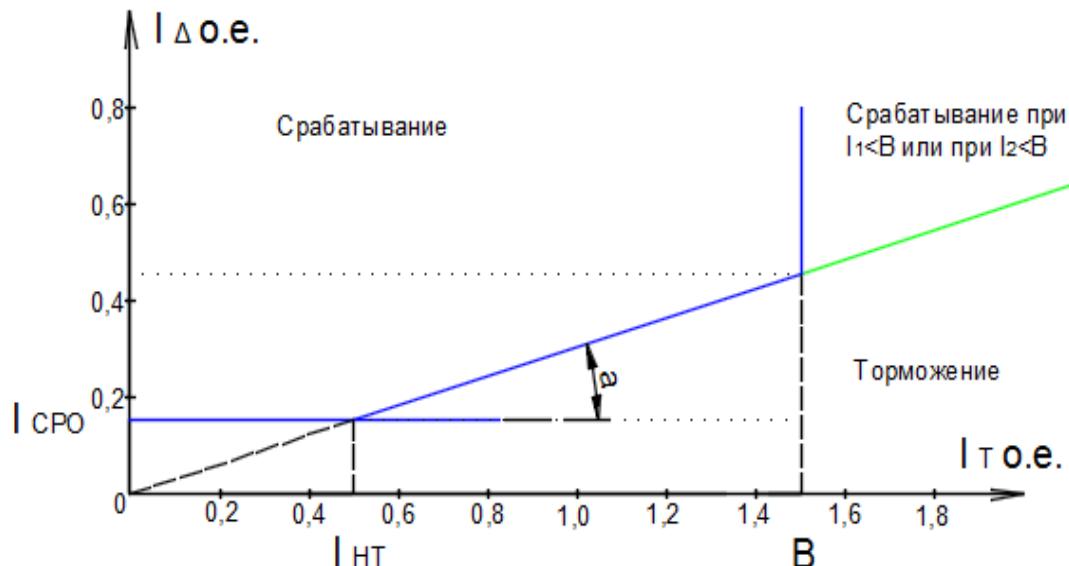


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_n (U_o))

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

1) Первый орган – это орган U_o , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности $3U_o$ ТН линейных выводов генератора, которое измеряется обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока (U_o эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения U_o эл.ст. приведена на рисунке 5.2:

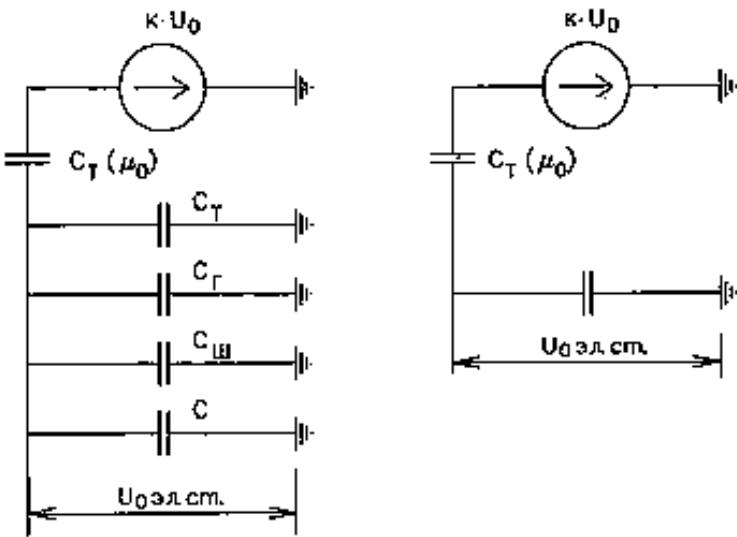


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст.

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:
 C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 1,08;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 C_W – емкость шинопровода по отношению к земле;
 $C_{BГ}$ – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_W + C_{BГ} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = \\ = 1,27 \text{ мкФ/ф} \quad (5.15)$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{347}{\sqrt{3}} = 66,78 \text{ кВ}, \quad (5.16)$$

где $U_{\text{НОМ ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_0 \text{ эл.ст} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 66,78 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,27} = 391 \text{ В}, \quad (5.17)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение U_0 по обмотке ВН трансформатора;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ.

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{cp} \geq \frac{K_h}{K_b} \cdot \frac{1}{n_{th}} \cdot U_0 \text{ эл.ст}, \quad (5.18)$$

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

K_b – коэффициент возврата;

n_{th} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{cp} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 391, \quad (5.19)$$

$$U_{cp} \geq 2,58 \text{ В.}$$

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В. В связи с этим принимаются следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

2) Второй орган – это орган U_{03} , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа U_{03} выбирается по коэффициенту торможения K_t от 1 до 3. В данном случае K_t принимается равным 1,4. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от K_t будет равно:

$$X = \frac{1}{K_t + 2} = \frac{1}{1,4 + 2} = 0,294. \quad (5.20)$$

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

Из выражения видно, что орган U_{03} при K_t равном 1,4 работает селективно и защищает 30,3% обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.2.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 330 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

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

Данная защита предназначена для ликвидации 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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.23)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.24)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной $0,07 \cdot I_H$.

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

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.25)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;

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

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_h} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.26)$$

где K_h – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = 0,15 \cdot I_h = 0,15 \cdot 3765 = 564,8 \text{ A}. \quad (5.27)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока $I_{*2\text{пуск}}$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}. \quad (5.28)$$

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

4)

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

Отсюда:

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

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{н}}$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) представлена на рисунке 5.3.

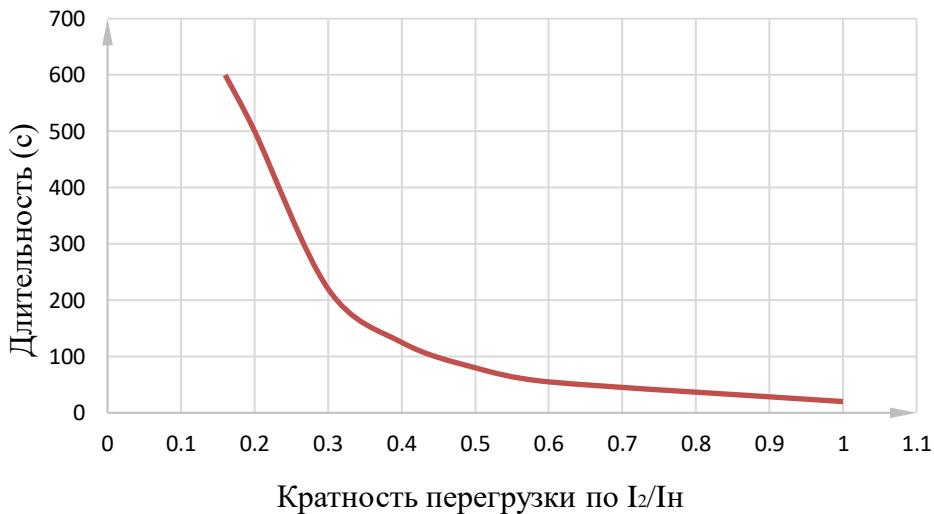


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока 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 предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$x_{d\text{BH}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}}\right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{363}{13,8}\right)^2 = 145,3, \quad (5.31)$$

где $x_{d\text{BH}}''$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;

$$x_{2\text{BH}} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{\text{BH}}}{U_{\text{HH}}}\right)^2 = 0,212 \cdot \left(\frac{363}{13,8}\right)^2 = 146,7, \quad (5.32)$$

где $x_{2\text{BH}}$ - сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2\text{C.3.}*} = \frac{1}{1,1(x_{d\text{BH}}'' + x_{2\text{BH}} + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{1,1(145,3 + 146,7 + 2 \cdot 0,11)} = 0,003 \text{ о. е.}, \quad (5.33)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{C.3.}^{(2)}} = 2I_{2\text{C.3.}*} \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,003 \cdot \left(\frac{363}{13,8}\right) = 0,16 \text{ о. е.}, \quad (5.34)$$

где x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 330кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2\text{C.3.}}^* = \frac{E_\Sigma''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1((x_d'' + x_T + x_L) + (x_2 + x_T + x_L))} = \frac{0,0097}{K_{\text{ч}}} = 0,003 \text{ о. е.}, \quad (5.35)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2\text{C.3.}}^* = 2I_{2\text{C.3.}}^* \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,003 \cdot \left(\frac{363}{13,8}\right) = 0,16 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

Принимаем $I_{2\text{C.3.}}^* = 0,25 \text{ о. е.}$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 330 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 1,07 \cdot 3765 = 4034 \text{ A}, \quad (5.37)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 1,1 \cdot 3765 = 4150 \text{ A}, \quad (5.38)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена ниже на рисунке 5.4.

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

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

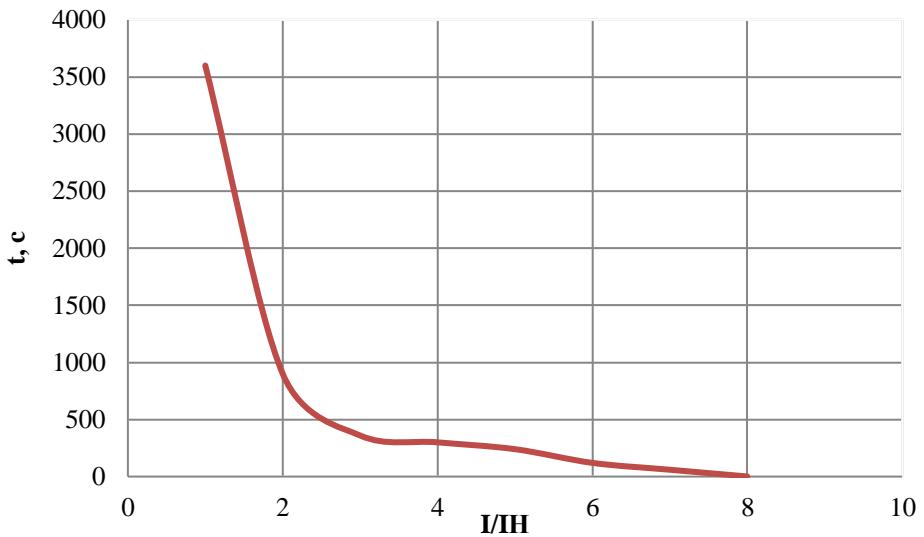


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10\text{TC}} = \frac{1,4 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,224 \cdot 3765 = 5379 \text{ А} \quad (5.39)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ($U_\Gamma <$). Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.40)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 330 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 1,07 \cdot 3000 = \\ = 3214 \text{ A}, \quad (5.41)$$

где $I_{\text{НОМ.Р}}$ – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 1,1 \cdot 3000 = 3306 \text{ A}. \quad (5.42)$$

5) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, $I/I_{\text{н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5.

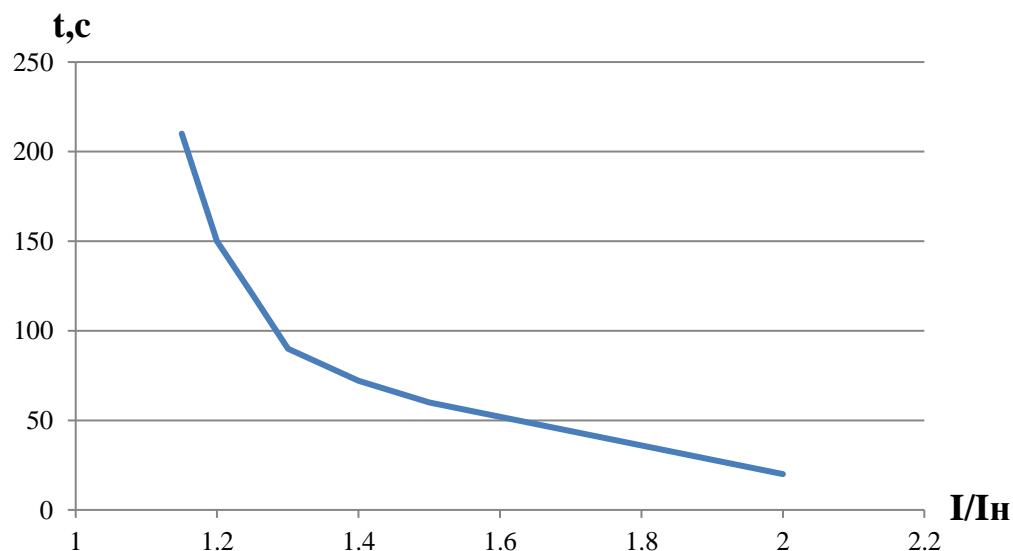


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

6) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка органа отсечки:

$$I_P \text{ пуск.} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,14 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2,14 \cdot 3000 = 6429 \text{ А.} \quad (5.43)$$

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

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 330 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 330 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 330 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 72,47 + \frac{0,8}{3} \cdot 17,07 = 62,5 \text{ Ом,} \quad (5.44)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне; $Z'_{1Л}$ – сопротивление линии;

K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора ТРДЦН-200000/330, приведенное к высшей стороне:

$$Z_{T,330} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{363^2}{200} = 72,47 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Сопротивление линии 330 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{16,8^2 + 3^2} = 17,07 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{ o.e.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{90}{200} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{90}{363^2} \cdot 17,07 = 0,040. \quad (5.47)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{ o.e.}} \cdot Z_6 = 0,043 \cdot 2,12 = 0,08 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НР}}} = \frac{13,8^2}{90} = 2,12 \text{ Ом}. \quad (5.49)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,08 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 0,49 \text{ Ом}. \quad (5.50)$$

Принимается уставка $Z_{1C3}=0,5$ Ом.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5с на отключение блочных выключателей 330 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3765} = 2,12 \text{ Ом}, \quad (5.51)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B, \text{НОМ}} - 0,95}{I_{B, \text{ХХ}}} = \frac{\frac{2 \cdot 1265}{629} - 0,95}{0,65} = 4,7 \text{ о.е.}, \quad (5.52)}$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

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

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

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,30^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C, 3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о.е.}, \quad (5.55)$$

$$Z_{C, 3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,34 \cdot \frac{13,8^2}{90} = 0,72 \text{ Ом.} \quad (5.56)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{C, 3II} = \frac{Z_{C, 3II} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,72 \cdot 4000 / 5}{13800 / 100} = 4,17 \text{ Ом.} \quad (5.57)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,17 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,06 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,50 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 330 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

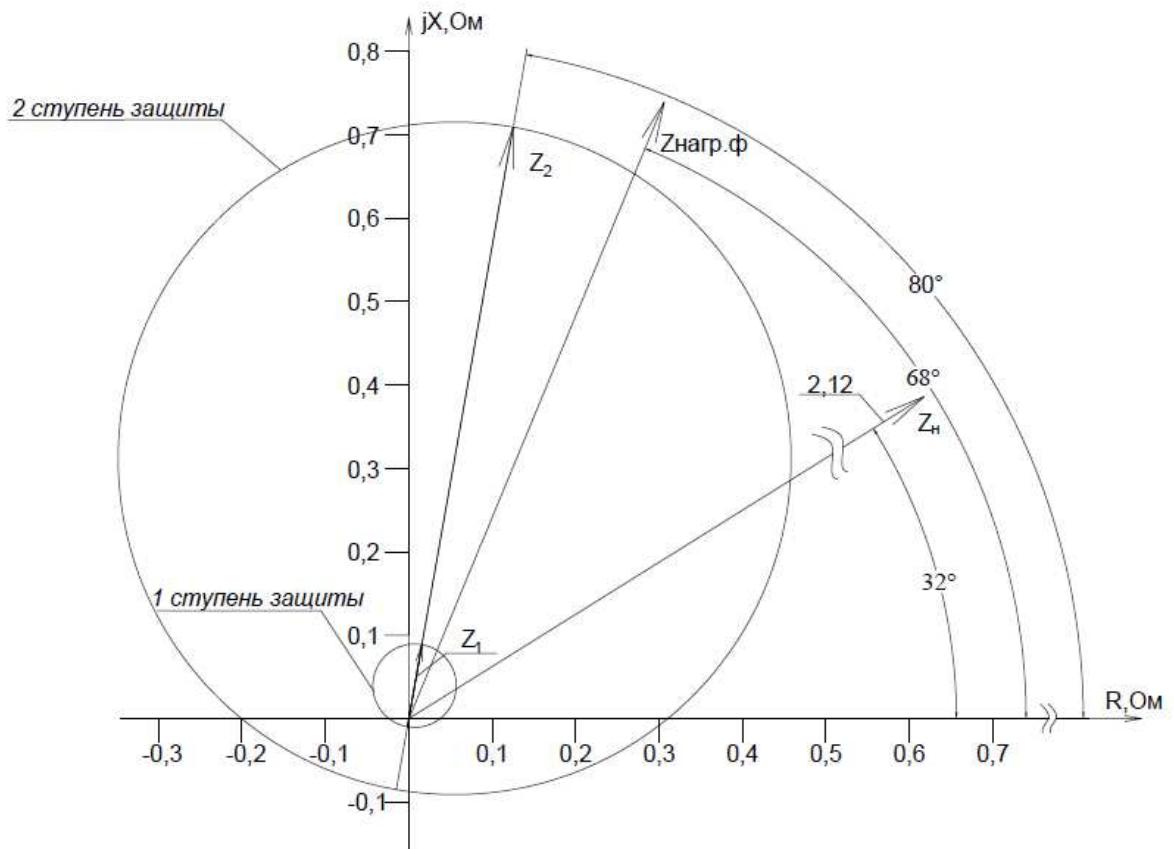


Рисунок 5.6 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА»-ШЭ1113. Этот комплекс защит с двумя взаимно резервируемыми автономными комплектами защит в одном шкафу. Каждый комплект шкафа состоит из двухкассетного терминала.

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

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

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня грунтовой плотины вычисляют по формуле:

$$\nabla \Gamma \Gamma P = \nabla HPU + h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.1)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас для грунтовой плотины 0,5 м

Определяется высота ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w = 2,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 2000}{9,81 \cdot 10,5} \cdot \cos 0^\circ = 0,018 \text{ м}; \quad (6.2)$$

где $v = 20 \text{ м/с}$ – расчетная скорость ветра;

K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 20 м/с; $K_W = 2,3 \cdot 10^{-6}$;

$L = 2 \text{ км}$ – длина разгона волны;

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

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla HPU - \nabla \text{дна}}{2} = \frac{130 - 109}{2} = 10,5 \text{ м}. \quad (6.3)$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая.

Для этого:

1. Вычисляются безразмерные величины:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 2000}{20^2} = 49,05; \quad (6.4)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 10594,8. \quad (6.5)$$

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

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 10594,8. \quad (6.6)$$

2. Из графика по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$.

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,0125	1,3
$\frac{gt}{v}$	0,09	4,3

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,0125$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 1,3$, вычисляются средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = \frac{0,0125 \cdot v^2}{g} = \frac{0,0125 \cdot 20^2}{9,81} = 0,51 \text{ м}, \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = \frac{1,3 \cdot v}{g} = \frac{1,3 \cdot 20}{9,81} = 2,65 \text{ с}. \quad (6.8)$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,65^2}{2 \cdot 3,14} = 10,97 \text{ м}. \quad (6.9)$$

4. Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda}; \quad (6.10)$$

$$10,5 \text{ м} \geq 5,49 \text{ м}.$$

Вывод: зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,51 \cdot 2,09 = 1,07 \text{ м}. \quad (6.11)$$

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

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

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2 \cdot 1,07 = 2,69 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП с учетом того, что откосы крепятся железобетонными плитами [12];

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый при значении угла откоса $\operatorname{ctg} \varphi = 2$ и скорости ветра $V_W = 20 \text{ м}^2/\text{с}$;

$k_{run} = 2$ – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}/h_{1\%}$ на глубокой воде.

7. Таким образом, за отметку гребня плотины по (6.1) принимаем:

$$\nabla \Gamma \Gamma P = 130 + 2,69 + 0,018 + 0,5 = 133,2 \text{ м.}$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{р.осн}} = Q_{\text{макс осн}} - Q_{\Gamma A} \cdot (n - 2) - Q_{\text{ав водосброс}} = 12158 - 310 \cdot (10 - 2) - 344,01 = 9334 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.13)$$

где n – количество проектируемых ГА,

$Q_{\text{макс осн}}$ – максимальный основной расход,

$Q_{\Gamma A}$ – расход одного ГА,

$Q_{\text{ав водосброс}}$ – расход аварийного водосброса.

$$Q_{\text{ав водосброс}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} + Q_{\text{ср}} = \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{пр}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{(50,35 + 48,88) \cdot 10^9}{15768000} = \\ = 344,01 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.14)$$

$$\text{где } V_{\text{пр}} = Q_{\text{ср.реки}} \cdot t_{\text{ср}} = 3100 \cdot 15768000 = 48,88 \text{ км}^3; \quad (6.15)$$

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

$t_{\text{ср}} = 6 \text{ мес} = 15768000 \text{ с}$ – время сработки водохранилища.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 5,9 = 29,5 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.16)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 29,5 = 36,88 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.17)$$

где $h_{\text{НБ}} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 114,9 - 109 = 5,9 \text{ м}$ — глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\max \text{ осн}}$, (6.18)

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$ — допустимая скорость на рисберме (для скального основания).

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{п.осн}}}{q_B} = \frac{9334}{36,88} = 253,13 \text{ м}. \quad (6.19)$$

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону

$$B = 254 \text{ м.}$$

Толщина быка:

$$\delta_6 \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b \quad (6.20)$$

$$\delta_6 \geq (1,92 \div 2,56)$$

При наличии деформационного шва ширину быка увеличиваем, тогда толщина разрезного быка равна: $\delta_6 = 4 \text{ м}$.

Принимаем $n = 16$ количество пролетов шириной $b = 16$ метров.

Тогда ширина водосливного фронта:

$$B_B = B + b = 256 + 16 = 272 \text{ м.} \quad (6.21)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{9334}{0,49 \cdot 256 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,56 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $m = 0,49$ — коэффициент расхода.

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{9334}{0,49 \cdot 256 \cdot 0,96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,73 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ - коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле;

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

При наличии раздельного устоя между водосливной плотиной и зданием ГЭС с одной стороны плотины и берегового устоя с другой стороны коэффициент бокового сжатия определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\text{сж}} &= 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (15 - 1) \cdot 0,45}{16} \cdot \frac{6,56}{16} = \\ &= 0,96, \end{aligned} \quad (6.24)$$

где $\xi_y=0,7$ коэффициент формы боковых устоев,

$\xi_0 = 0,45$ - коэффициент, учитывающий форму быков в плане – принимаем окружную форму для уменьшения сопротивления потоку.

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 6,73 - \frac{1,1 \cdot 1,41^2}{2 \cdot 9,81} = 6,62 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,

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

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \frac{9334}{(130 - 109) \cdot (256 + (16 - 1) \cdot 4)} = 1,41 \text{ м/с} \quad (6.26)$$

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

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 130 - 7 = 123 \text{ м}. \quad (6.27)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 123 + 1,6 \cdot 7 = 134,2 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Проектная отметка гребня сооружений напорного фронта принимается 134,2 м, так как устанавливается по наибольшей из отметок $\nabla_{\text{ГГП}}$ и $\nabla_{\text{ГБ}}$.

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля плотины производят по схеме практического профиля плотины. По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяют координаты оголовка без вакуумного водослива. Табличные координаты x и y умножают на $H_{\text{ст}}$ и строят кривую А-В на рисунке 6.1.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге радиусом R . Величина этого радиуса назначается в зависимости от высоты плотины r_p и напора на водосливе H .

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Данные для построения представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Таблица Кригера-Офицерова при $H_{\text{ст}} = 7\text{м}$

№	x	y	$xH_{\text{ст}}$	$yH_{\text{ст}}$
1	0	0,126	0	0,882
2	0,1	0,036	0,7	0,252
3	0,2	0,007	1,4	0,049
4	0,3	0	2,1	0
5	0,4	0,006	2,8	0,042
6	0,5	0,027	3,5	0,189
7	0,6	0,06	4,2	0,42
8	0,7	0,1	4,9	0,7
9	0,8	0,146	5,6	1,022
10	0,9	0,198	6,3	1,386
11	1	0,256	7	1,792
12	1,1	0,321	7,7	2,247
13	1,2	0,394	8,4	2,758
14	1,3	0,475	9,1	3,325
15	1,4	0,564	9,8	3,948

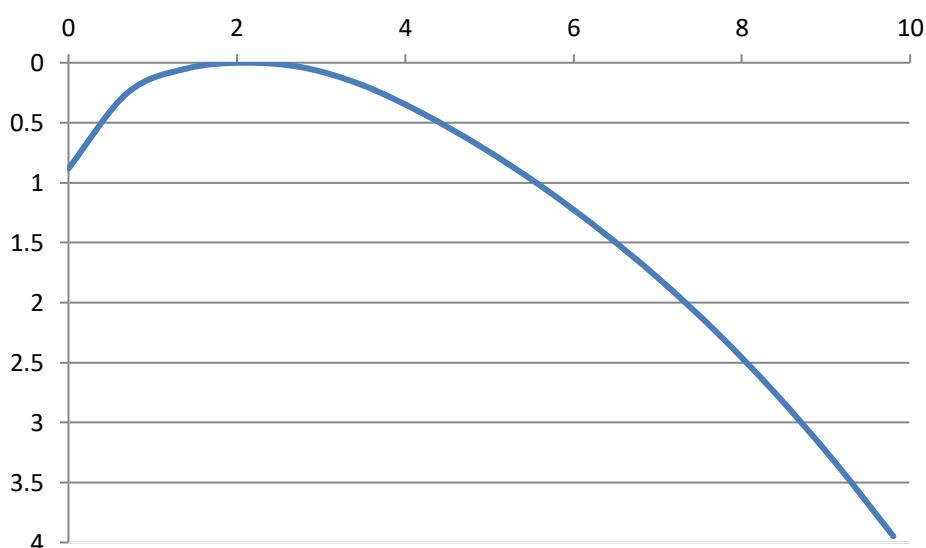


Рисунок 6.1 – Оголовок водослива плотины

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины h''_c и бытовой глубины h_{HB} устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

- $h''_c > h_{HB}$ – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- $h''_c = h_{HB}$ – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- $h''_c < h_{HB}$ – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Существует много способов определения формы сопряжения бьефов, рассмотрим способ, предложенный М.Д. Чертоусовым. В нем расчет сопряжения потока в нижнем бьефе при донном режиме выполняют в следующем порядке.

Определяют параметры гидравлического режима для прямоугольного русла в плоской постановке.

Вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 9334^2}{(272+(17-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 4,42 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где α – коэффициент Кориолиса, принять равным 1,1.

Вычисляют полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна} = 130 - 109 = 21 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Вычисляют отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}}$ и определяют значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани. По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют ξ_c и ξ_c'' .

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{21}{4,42} = 4,75; \quad (6.31)$$

где $\varphi = 1$, т. к. плотина высотой меньше 40м,

$$\xi_c = 0,25, \text{ а } \xi_c'' = 2,3.$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{kp} = 0,25 \cdot 4,46 = 1,11 \text{ м}, \quad (6.32)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{kp} = 2,3 \cdot 4,46 = 10,17 \text{ м}. \quad (6.33)$$

Получили $h''_c > h_{\text{НБ}}$, следовательно, имеем отогнанный гидравлический прыжок.

Гасители энергии требуются. За плотиной устраиваются водобойная плиты, две водобойные стенки и рисберма.

6.3 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.3.1 Водобой

Водобой –предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Толщина водобойной плиты по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 25,4 \cdot \sqrt{1,18} = 4,0 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где v_c - скорость в сжатом сечении, определяющаяся по формуле:

$$v_c = \frac{Q_{\text{п.осн}}}{(B+(n-1)\delta_B)h'_c} = \frac{9334}{(272+(17-1)\cdot 4)\cdot 1,11} = 25,1 \text{ м/с.} \quad (6.35)$$

Так как плотина располагается на скальном основании, то толщину водобойной плиты приняли $\delta_B = 4 \text{ м}$.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} = 109 \text{ м.} \quad (6.36)$$

При наличии на водобое гасителей его длина принимается равной:

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1,0)l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot 45,6 = 41,0 \text{ м,} \quad (6.37)$$

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

$$l_{\text{пр}} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 45,6 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Принимаем длину водобоя $l_{\text{вод}} = 41,4 \text{ м.}$

6.3.2 Расчет водобойной стенки

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 10,17 - 5,13 = 6,06 \text{ м,} \quad (6.39)$$

где H_{ct} – напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{ct} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{a \cdot q^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \left(\frac{27,78}{0,49\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 27,78^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 10,17)^2} = 5,13 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где q – удельный расход;

σ - коэффициент запаса, равный 1,1;

m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива, принимается $m = 0,49$.

Выполняем проверку сопряжения бьефов за стенкой:

$$T_0 = H_{ct} + h_{ct} = 5,13 + 6,06 = 11,2 \text{ м}. \quad (6.41)$$

$$\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{11,2}{4,42} = 2,53, \quad (6.42)$$

где $\varphi = 1$, т. к. плотина высотой меньше 40м,

$\xi_c = 0,5$, а $\xi_c'' = 1,8$.

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{kp} = 0,5 \cdot 4,42 = 2,21 \text{ м}, \quad (6.43)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{kp} = 1,8 \cdot 4,42 = 7,96 \text{ м}. \quad (6.44)$$

Получили $h''_c > h_{Nb}$, следовательно, имеем отогнанный гидравлический прыжок, значит необходимы гасители.

Толщина водобойной плиты по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 15,5 \cdot \sqrt{2,21} = 4,0 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, определяющаяся по формуле:

$$v_c = \frac{Q_{\text{посн}}}{(B+(n-1)\delta_B)h'_c} = \frac{9334}{(272+(17-1)\cdot 4) \cdot 2,21} = 15,5 \text{ м/с.} \quad (6.46)$$

Так как плотина располагается на скальном основании, то толщину водобойной плиты приняли $\delta_B = 4$ м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} = 109 \text{ м.} \quad (6.47)$$

При наличии на водобое гасителей его длина принимается равной:

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1,0)l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot 32,3 = 25,8 \text{ м}, \quad (6.48)$$

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

$$l_{\text{пр}} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 32,3 \text{ м}. \quad (6.49)$$

Принимаем длину водобоя $l_{\text{вод}} = 25,8 \text{ м}$.

6.3.3 Расчет второй водобойной стенки

Напор над второй водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}}\right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left(\frac{27,78}{0,49\sqrt{2 \cdot 9,81}}\right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 27,78^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,96)^2} = 4,9 \quad (6.50)$$

Высота второй водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 7,96 - 4,9 = 3,85 \text{ м}. \quad (6.51)$$

Выполняем проверку сопряжения бьефов за стенкой:

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} = 4,9 + 3,85 = 8,76 \text{ м}. \quad (6.52)$$

$$\xi_{T0} = \frac{T_0}{h_{\text{kp}}} = \frac{8,76}{4,42} = 2,53, \quad (6.53)$$

где $\varphi = 1$, т. к. плотина высотой меньше 40м,

$$\xi_c = 0,6 \text{ а } \xi''_c = 0,65.$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{\text{kp}} = 0,6 \cdot 4,42 = 2,65 \text{ м}, \quad (6.54)$$

$$h''_c = \xi''_c h_{\text{kp}} = 0,65 \cdot 4,42 = 2,88 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Получили $h''_c < h_{\text{НБ}}$, следовательно, имеем затопленный гидравлический прыжок.

Толщина второй водобойной плиты перед второй стенкой:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 10,5 \cdot \sqrt{2,65} = 2,5 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, определяющаяся по формуле:

$$v_c = \frac{Q_{\text{посн}}}{(B + (n-1)\delta_B)h'_c} = \frac{9334}{(272 + (17-1)\cdot 4)\cdot 2,65} = 10,5 \text{ м/с.} \quad (6.57)$$

Толщину водобойной плиты приняли $\delta_B = 2,5 \text{ м}$.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} = 109 \text{ м.} \quad (6.58)$$

При наличии на водобое гасителей его длина принимается равной:

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1,0)l_{\text{пр}} = 0,9 \cdot 7,0 = 6,3 \text{ м,} \quad (6.59)$$

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

$$l_{\text{пр}} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 7,0 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Принимаем длину водобоя $l_{\text{вод}} = 6,3 \text{ м.}$

6.3.4 Рисберма

Рисберма - участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется чаще всего в виде крепления из бетонных плит со сдвинутыми швами. Конструкция рисбермы по течению должна постепенно облегчаться. Горизонтальная рисберма выполнена в виде крепления из бетонных плит.

Длина рисбермы:

$$l_{\text{рис}} = (0,4 \div 0,5)l_{\text{вод}} = 3,2 \text{ м;} \quad (6.61)$$

где $l_{\text{вод}}$ – перед второй стенкой

Толщина рисбермы:

$$\delta_{\text{рис}} = 0,5 \cdot \delta_B = 0,5 \cdot 2,5 = 1,25 \text{ м,} \quad (6.62)$$

где δ_B – толщина второй водобойной плиты, $\delta_B = 2,5 \text{ м.}$

В конце рисбермы устраивается зуб, т.к. основание скальное.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Ширина подошвы плотины:

$$B = (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}}) \cdot 0,7 = (130 - 105) \cdot 0,7 = 17,5 \text{ м}, \quad (6.63)$$

где 0,7 – заложение низовой грани;

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_B = 109 - 4 = 105,0 \text{ м}. \quad (6.64)$$

6.4.2 Разрезка глухой бетонной плотины, водосливной плоиной и здания ГЭС швами

Здание ГЭС разрезается швами по секции, ширина одной секции:

$$B_{\text{сек}} = \delta_B + b = 4 + 16 = 20 \text{ м}, \quad (6.65)$$

где δ_B – ширина быка;

b – ширина пролета.

Температурные швы для плотин на скальном основании следует принимать шириной 1 см на расстояние не глубже 5м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,2 см.

Для глухой бетонной плотины на скальном основании принимается разрезать также как и водосливную плотину.

Уплотнение швов выполняется в виде шпонок из асфальтной мастики

6.4.3 Быки

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

На гребне быка предусматривается двухсторонняя полоса движения, для II класса категории дорог, шириной 7 м, и 2 обочины шириной 3,75 м для грунтовой плотины.

Ширина быка: $\delta_B = 4$ м.

Отметка гребня быка равна: $УГБ = 134,2$ м.

6.4.4 Устои

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

В данном проекте необходимо устройство двух типов устоев:

- Сопрягающие устои: один для сопряжения бетонной водосливной плотины с грунтовой плотиной и второй для сопряжения станционной части плотины с грунтовой плотиной;
- Раздельный устой – для сопряжения бетонной водосливной плотины со станционной частью плотины.

6.4.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею.

Так же проектируем вертикальный дренаж в основании плотины, для организованного сбора воды.

Дренажную воду, поступающую из тела плотины и основания, откачиваем при помощи насосных установок.

6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле глухой бетонной плотины устраивают продольные и поперечные галереи. Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа принимаются с минимальными размерами, обеспечивающими транспортирование оборудования и работу бурового, цементационного и другого оборудования шириной 3м, а высотой 3,5 м.

Ширина смотровой галереи – 2 м, высота – 2,5 м.

6.5 Основные элементы плотины

Бетонные плотины на скальном основании включают следующие элементы: водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобойная плита и рисберма, противофильтрационные устройства – цементационная завеса и дренажное основание.

6.5.1 Цементационная завеса

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

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{\text{кр.т}}} = \frac{11,76 \cdot 1,2}{15} = 0,94 \text{ м}; \quad (6.66)$$

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

ΔH_3 – потери напора на цемзавесе;

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

В [2] определяем фильтрационный напор на завесе (для II классе при основном сочетании нагрузок отношение напора на завесе и максимального напора равной 0,4):

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_{max} = 0,4 \cdot 19,6 = 7,84 \text{ м}; \quad (6.67)$$

где H_{max} – расчетный напор равный;

$$H_{max} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ВХК}}) = 130 - 110,4 = 19,6 \text{ м}. \quad (6.68)$$

Потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_{max} - H_{as} = 19,6 - 7,84 = 11,76 \text{ м}. \quad (6.69)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_{\Pi} = (0,05 \div 0,1) \cdot 17,5 = 0,89 \div 1,79 \text{ м}; \quad (6.70)$$

Принимаем $l_3 = 1,3 \text{ м}$.

Глубина цементационной завесы:

$$h_3 = (0,5 \div 0,8)H_{max} = (0,5 \div 0,8) \cdot 19,6 = 9,8 \div 15,68 \text{ м}; \quad (6.71)$$

Принимаем $h_3 = 12,8 \text{ м}$.

6.5.2 Дренажные устройства

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

Рассчитаем фильтрационный напор на дренажном устройстве.

В [2] определяем напор на дренаже (для II класса при основном сочетании нагрузок отношение напора на дренаже и максимального напора равной 0,15):

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_{max} = 0,15 \cdot 19,6 = 2,94 \text{ м.} \quad (6.72)$$

Дренаж в основании выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 2 м. Отвод фильтрационной воды из галереи осуществляется насосами.

Глубина скважин принимается в пределах:

$$h_{dp} = (0,5 \div 0,7)h_3 = (0,5 \div 0,7) \cdot 12,75 = 6,38 \div 8,93, \quad (6.73)$$

Принимаем $h_{dp} = 7,6 \text{ м.}$

6.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок на плотину ведется по основному расчетному случаю – нормальный эксплуатационный при НПУ в ВБ и минимальном уровне НБ (при пропуске санитарного пропуска - Q_{BHK}).

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

6.6.2 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения сооружения определяется с помощью программы AutoCAD.

Вес водосливной части плотины без учета зубьев:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{205,4 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{16 + 4} = 3868,8 \text{ кН/м;} \quad (6.74)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCAD);

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_B \cdot \rho_b \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{366,8 \cdot 4 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{16 + 4} = 1727,2 \text{ кН/м;} \quad (6.75)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055f\sqrt{fg} = 0,055 \cdot 152 \cdot \sqrt{152} \cdot 9,81 = 1011,1 \text{ кН}; \quad (6.76)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (132 - 123 + 0,5) \cdot 16 = 152 \text{ м}^2. \quad (6.77)$$

Приведем вес плоского затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{1011,1}{16+4} = 50,6 \text{ кН/м}. \quad (6.78)$$

6.6.3 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{(\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Phi_{под})^2}{2} \cdot \gamma_B = \frac{(130,0 - 105,0)^2}{2} \cdot 9,81 = 3064,3 \text{ кН/м}, \quad (6.79)$$

- с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{(\nabla\Phi_{НБ_{min}} - \nabla\Phi_{под})^2}{2} \cdot \gamma_B = \frac{(110,4 - 105,0)^2}{2} \cdot 9,81 = 142,7 \text{ кН/м}. \quad (6.80)$$

6.6.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления при плоской подошве представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до подошвы:

$$p_{взв} = \gamma_B(\nabla\Phi_{НБ_{min}} - \nabla\Phi_{под}) = 9,81 \cdot (110,4 - 105,0) = 52,9 \text{ кПа}. \quad (6.81)$$

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\begin{aligned} W_{взв} &= \gamma_B \cdot (\nabla\Phi_{НБ_{min}} - \nabla\Phi_{под}) \cdot B_{под} = 9,81 \cdot (110,4 - 105,0) \cdot 17,5 = \\ &= 925,88 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.82)$$

где $B_{под}$ – ширина подошвы.

6.6.5 Сила фильтрационного давления

Фильтрационный расчет для плотин на скальном основании производится согласно [3]

Параметры фильтрационного потока, приведены на рисунке 6.2:

$$H_t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под} = 110,4 - 105 = 5,4 \text{ м}, \quad (6.83)$$

$$H_u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{под} = 130 - 105 = 25,0 \text{ м}, \quad (6.84)$$

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 130 - 110,4 = 19,6 \text{ м}. \quad (6.85)$$

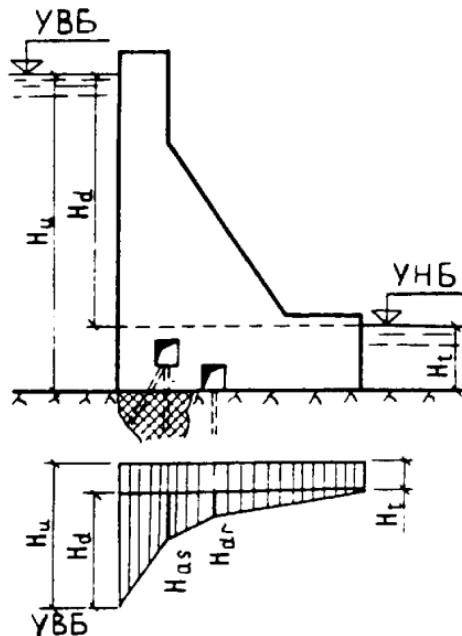


Рисунок 6.2 - Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется с помощью программы AutoCAD: $S_{\text{эп}} = 144,60 \text{ м}^2$.

Сила фильтрационного давления, действующая на плотину:

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\text{эп}} = 9,81 \cdot 144,60 = 704,4 \text{ кН/м}; \quad (6.86)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в AutoCad;

6.6.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_h = \gamma_h^{\text{взв}} \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{22}{2} \right) = 5 \text{ кПа}, \quad (6.89)$$

где $h_{\text{н}}$ - толщина слоя наносов;

$\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов,

$\gamma_{\text{н}}^{\text{взб}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии.

Равнодействующая сила давления наносов:

$$E_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{5 \cdot 1}{2} = 2,5 \text{ кН/м.} \quad (6.90)$$

Боковое давление грунта, пригруженного слоем наносов:

$$p'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 11 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) = 2,73 \text{ кПа,} \quad (6.91)$$

где $\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта, пригруженного наносами.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$, где действуют вес наносов и вес грунта равляется:

$$p''_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{н}}^{\text{взб}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = (11 \cdot 1 + 13,3 \cdot 4) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) = 7,7 \text{ кПа.} \quad (6.92)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взб}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 19,5 - (1 - 0,38) \cdot 9,81 = 13,3 \text{ кН/м}^3, \quad (6.93)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта

n_0 – пористость условиях естественной влажности грунта

Численное значение равнодействующей силы активного давления грунта на п.м. длины плотины:

$$E_{\text{ав}} = \frac{p'_{\text{гр}} + p''_{\text{гр}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{2,73 + 7,7}{2} \cdot 4 = 20,86 \text{ кН/м} \quad (6.93)$$

6.6.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.94)$$

где $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;.

h_0 – средняя высота волны;
 $h_{1\%}$ – высоту волну 1% обеспеченности;

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1,07 \cdot \left(\frac{10,97}{3,14} + \frac{0,14}{2} \right) = 42,16 \text{ кН}, \quad (6.95)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h^2_{1\%}}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,07^2}{10,97} = 0,14 \text{ м}. \quad (6.96)$$

Линия действия равнодействующей силы волнового давления находится ниже отметки НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{10,97}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,07 = 3,6 \text{ м} \quad (6.97)$$

6.7 Оценка прочности плотины

Оценка прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы в сечении на уровне подошвы плотины. Ниже приведена таблица 6.3, в которую внесены нагрузки рассчитанные ранее и умноженные на коэффициент γ_f , также указаны направление силы и плечи.

Таблица 6.3 – Сбор нагрузок

№	Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
1	Tв	1	→	3064,3	8,3	25530,1
2	Tн	1	←	142,7	-1,8	-256,6
3	Gпл	0,95	↓	3868,8	-2,22	-8588,63
4	Gб	0,95	↓	1727,2	-2,92	-5043,39
5	Wвзв	1	↑	925,9	0	0
6	Wφ	1	↑	1418,5	4,7	6667,1
7	Wволн	1	→	42,16	22,7	957,0
8	qз	0,9	↓	50,6	-6,2	-313,7
9	Eн	1,2	→	2,5	4,4	11
10	Eа	0,8	→	20,86	1,8	37,55
ΣN				11263,5	ΣM	18969,5

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6\Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{11263,5}{17,5} + \frac{6 \cdot 18969,5}{17,5^2} = -270,9 \text{ кПа}; \quad (6.98)$$

где ΣM – сумма моментов, действующих на подошву;

B_{Π} – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -270 \cdot 0 - 10 \cdot 25 \cdot (1 - 0) = \\ &= -250,0 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (6.99)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением с ВБ (между отметкой НПУ и отметкой подошвы)

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 25,0 - 270,9) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (6.100)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -270,9 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 25,0 \cdot 0 = \\ &= -270,9 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (6.101)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 25,0 = -250,0 \text{ кПа}. \quad (6.102)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_\Pi} - \frac{6\Sigma M}{B_\Pi^2} = -\frac{11263,5}{17,5} - \frac{6 \cdot 118969,5}{17,5^2} = -1014,0 \text{ кПа}. \quad (6.103)$$

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1014,0 \cdot 0,7^2 - 10 \cdot 5,4 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,7^2) = -524,38 \text{ кПа},\end{aligned}\quad (6.104)$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ (между отметкой $\nabla\text{УНБ}_{min}$ и отметкой подошвы);
Касательное напряжение у низовой грани:

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 9 - 1014,0) \cdot 0,7 = \\ &= 672,0 \text{ кПа};\end{aligned}\quad (6.105)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1014,0 \cdot (1 + 0,7^2) + 10 \cdot 5,4 \cdot$$

$$\cdot 0,7^2 = -1484,3 \text{ кПа}, \quad (6.106)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 5,4 = -54,0 \text{ кПа}. \quad (6.107)$$

Таблица посчитанных напряжений представлена в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок и воздействий			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-270,9	σ_y^t	-1014,0
σ_x^u	-250,0	σ_x^t	-524,38
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	672,0
σ_1^u	-270,9	σ_1^t	-54,0
σ_3^u	-250,0	σ_3^t	-1484,3

Давление нагрузок на тело плотины представлены в приложении В, рисунок В.1.

6.8 Критерии прочности плотины и ее основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.108)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая [17];

$\gamma_{cd} = 1$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t|}{\gamma_c} = \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 1484,3}{1} = 1781,16 \text{ кН/м}^2. \quad (6.109)$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класса бетона [18] В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

Условия выполняется: $1781,16 \leq 2800$;

На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^t < 0;$$

Условие выполняется: $-1014,0 \text{ кПа} < 0$.

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.110)$$

$$270,9 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 25,0 ;$$

$$270,9 \geq 62,5.$$

6.9 Обоснование устойчивости плотины

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} + q_3 - W_{\phi} - W_{\text{взв}}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot \omega = \\ &= (3868,8 + 1727,2 + 50,6 - 1418,5 - 925,9) \cdot 0,7 + 100 \cdot \\ &\cdot 17,5 = 4061,5 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.111)$$

где c – сцепление скального грунта, кПа

ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п. м

$$\omega = B_n \cdot 1 = 17,5, \quad (6.112)$$

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 5212,4 - 397,3 + 112,2 + 3 + 49,7 = \\ &= 2966,3 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.113)$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.114)$$

$$\frac{4061,5 \cdot 0,95}{2966,3 \cdot 1} \geq 1,20;$$

Условие выполняется: $1,30 \geq 1,20$.

В результате расчетов было выявлено, что водосливная плотина отвечает требованиям прочности и надежности, а также является экономичной.

6.10 проектирование грунтовой плотины

Грунтовая плотина является земляной насыпной. Также будет использован выемной грунт, который вынимают из-под подошвы. Отсыпка насухо с уплотнением. Противофильтрационный элемент – буробетонная диафрагма.

По грунтовой плотине проходит автодорога, поэтому ширина гребня равна 17,8 м. Длина грунтовой плотины по гребню – 897 м.

Коэффициент откоса верховой и низовой граней принят 2. Верховой откос будет крепиться железобетонными плитами.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Ангарской 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 Ангарского 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 Ангарскую 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 они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и

гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

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

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных

уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

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

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устраниению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Ангарской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Ангарскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчарами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить,

что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике в приложении Д, рисунок Д1, а данные 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	756	756	756	756	756
Число часов использования установленной мощности	Часы	8760	8760	8760	8760	8760
Выработка электроэнергии	МВт·ч	6622560	6622560	6622560	6622560	6622560
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	99338	99338	99338	99338	99338
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	6523222	6523222	6523222	6523222	6523222
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	7025,5	7240,8	7456,0	7664,8	7867,0
НДС к выручке	млн.руб	1170,92	1206,80	1242,67	1277,46	1311,17

Вывод: по данным таблицы видно, что на протяжении представленных лет при увеличении тарифа на электроэнергию увеличивается выручка от реализации той самой электроэнергии, а также НДС к выручке, что вполне естественно и предсказуемо.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива,

в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	192,93
Прочие	274,0	207,14
Итого по ГЭС		400,08

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,04
От 6 до 15	0,06
От 16 до 25	0,08
Свыше 25	0,10

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»	135,38 тыс.руб/Мвт	102,35
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001107 тыс.руб/Мвт·ч	7,17
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.00031 тыс.руб/Мвт·ч	2,08
Итого		111,59

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

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

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	18,46	172,80	172,81	207,54	381,15
Расходы на страхование, млн.руб.	28,76	162,66	162,66	212,66	362,66
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	266,72	400,08	400,08	400,08	400,08
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,20	6,78	6,78	13,29	22,67
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	74,39	111,59	111,59	111,59	111,59
Налог на воду, млн.руб.	51,73	84,78	86,22	86,22	86,22
Итого, млн.руб.	441,25	938,68	940,13	1031,37	1364,36

Текущие затраты по ГУ характеризуются увеличивающимися амортизационными отчислениями, расходами на страхование и на ремонт фондов, а также относительно стабильными эксплуатационными затратами, налогом на воду и расходами на услуги регулирующих компаний.

Текущие затраты с детализацией за весь период представлены в приложении 3.

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



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

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

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2028	2029	2030	2031	2032
Налог на прибыль, млн.руб.	1159,6	1191,3	1225,2	1225,5	353,2
НДС, млн.руб.	209,4	1448,2	1480,2	375,9	351,9
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Налог на имущество, млн.руб.	799,6	791,2	782,9	830,2	931,7
Итого, млн.руб.	2178,1	3440,2	3497,8	2441,0	3536,3

Вывод: анализируя данные таблицы налоговых расходов, видно, что налоги нестабильны и имеют не только повышение, но и уменьшение выплат станции.

8.2 Оценка суммы прибыли о реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	4033,7	6229,9	6425,6	6604,8	6777,9
Текущие расходы, млн.руб.	441,3	938,7	940,1	1031,4	1364,4
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	3973,2	6143,7	9340,4	6518,6	6691,6
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	3852,2	5560,2	5760,7	5802,3	5455,9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	753,7	1112,0	1152,1	1160,5	1091,2
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	3098,5	4448,2	4608,5	4641,9	4364,8
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Из рисунка 8.2 видно, что прибыль уверенно растет с каждым годом, но в 2026 года виден спад. Предположительно это из-за того, что некоторые экономически затратные работы еще производятся.

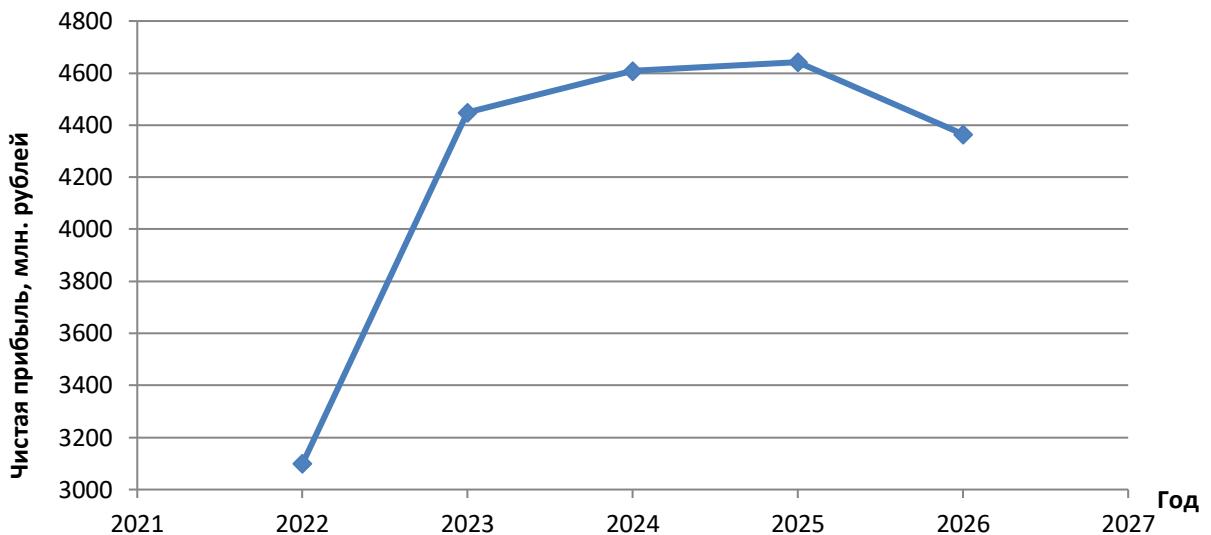


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

Далее на рисунке 8.3 представлен график СF, с помощью которого наглядно можно определить точку окупаемости представленного проекта.

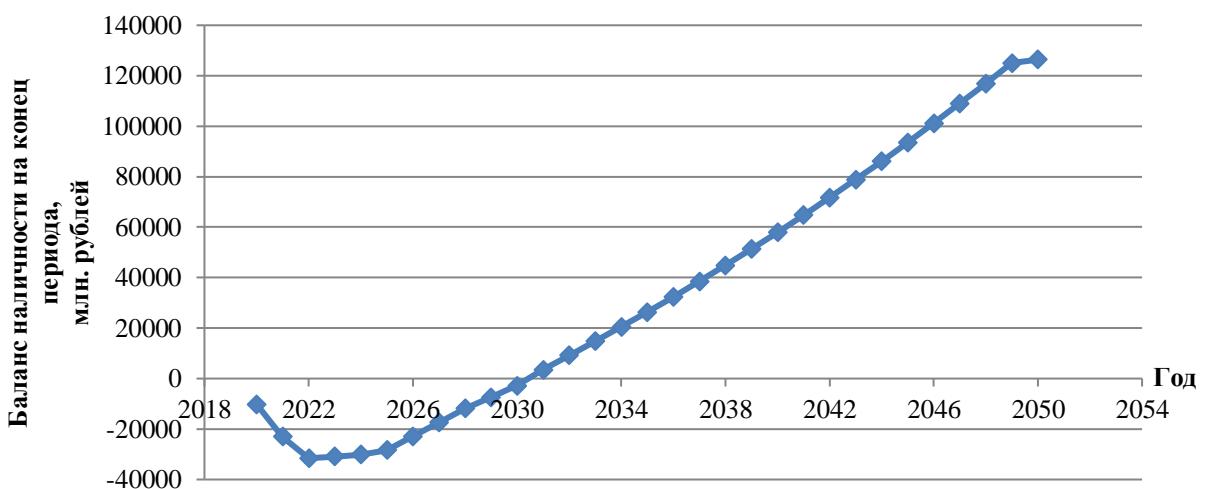


Рисунок 8.3 – График СF

Главным этапом реализации проекта является возведение плотины, который включает в себя:

1. Земляные работы (1 кв. 2020 г. – 4 кв. 2022г.);
2. Бетонные работы (1 кв. 2020 г. - 4 кв. 2025г.);
3. Строительные работы (1 кв 2020 г. – 1 кв. 2031г.).

Точкой окупаемости проекта является 2030-2031 год, так как самый затратный этап возведения плотины подошел к концу. Наблюдается уверенный подъем прибыли на всем наблюдаемом временном участке. Образование финансовой «ямы» в начале графика неизбежно, так как закупается оборудование, траты на строительство и т.д., а прибыли от продажи электроэнергии нет.

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
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Ангарской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 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 «Ангарская ГЭС на реке Ангара»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	136
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	300
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,01
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,71
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,19
Удельные капиталовложения, долл/Квт	1356,64

Дисконтированный период окупаемости, конечно, превышает оговоренную норму месяцев, но не критично, что вполне приемлемо на этапе разработке данного проекта. В дальнейшем эти показатели будут корректироваться.

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

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.рублей	1332,6	1180,5	1234,9	1616,2	1175,8
В региональный бюджет, млн.рублей	3,5	336,7	367,6	363,8	808,0
Итого налоговых поступлений, млн.рублей	1336,1	1517,3	1602,5	1980,0	1983,8

В налоговом кодексе РФ описываются какие именно налоги уходят в федеральный и региональный бюджет. А так можно сделать вывод, что в региональный бюджет налоги растут с каждым годом, а поступления в федеральный бюджет имеют скачкообразный характер.

8.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индексной доходности к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Ставка дисконтирования;
- в) Цена сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертоно. Чем круче наклон графика показателя, тем сильнее он влияет на события.

На рисунке 8.4 представлено графически воздействие изменения ставки налога на результирующий показатель.

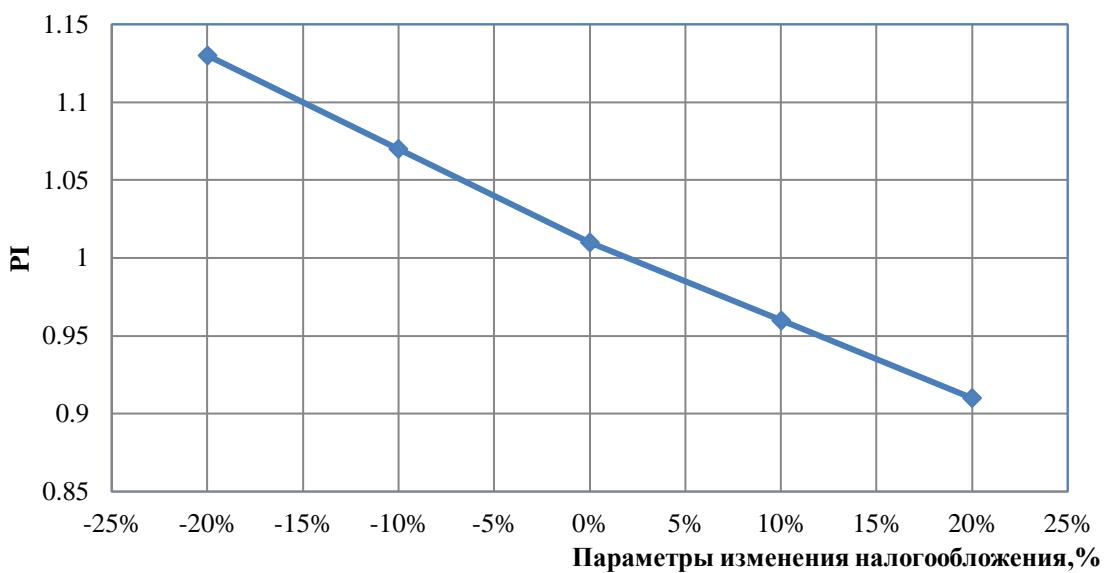


Рисунок 8.4-Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: При увеличении ставки налогов уменьшается величина индекса прибыльности. Налог – прямой налог, начисляемый на прибыль, которую получило предприятие. Вполне логично, что при увеличении ставки налога при какой-то постоянной прибыли будет наблюдаться снижение прибыли, что произошло на данном графике. Эти величины обратно пропорциональны.

На рисунке 8.5 представлена зависимость цены сбыта на результирующий показатель.

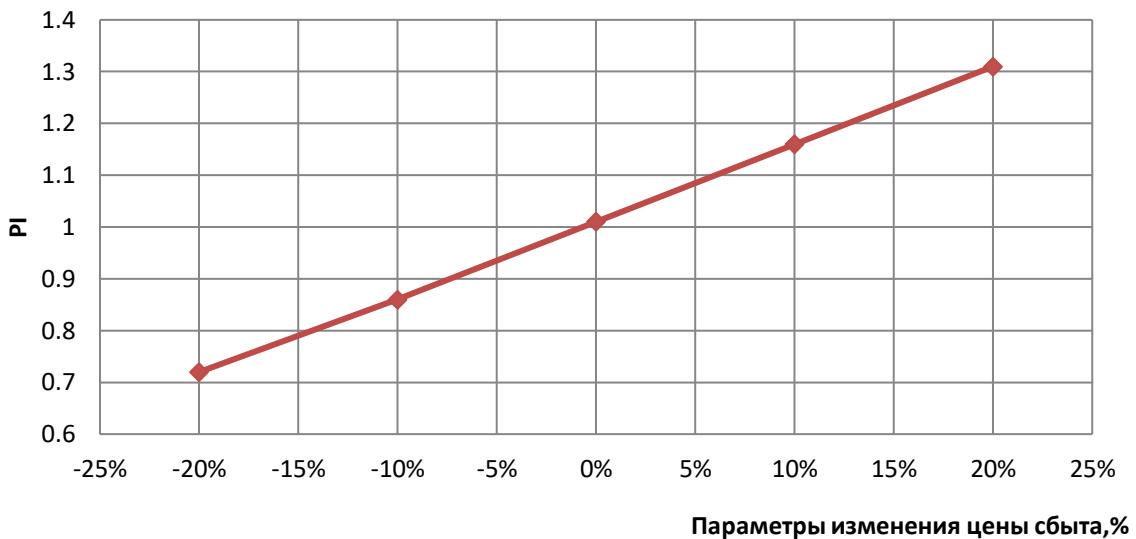


Рисунок 8.5-Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: При увеличении цены сбыта увеличивается и индекс прибыльности. Цена сбыта напрямую влияет на прибыль. Чем дороже продается продукция, тем больше прибыли у предприятия, если не углубляться в экономические дебри. Эти величины прямо пропорциональны друг другу.

На рисунке 8.6 изображено графически влияние ставки дисконтирования.

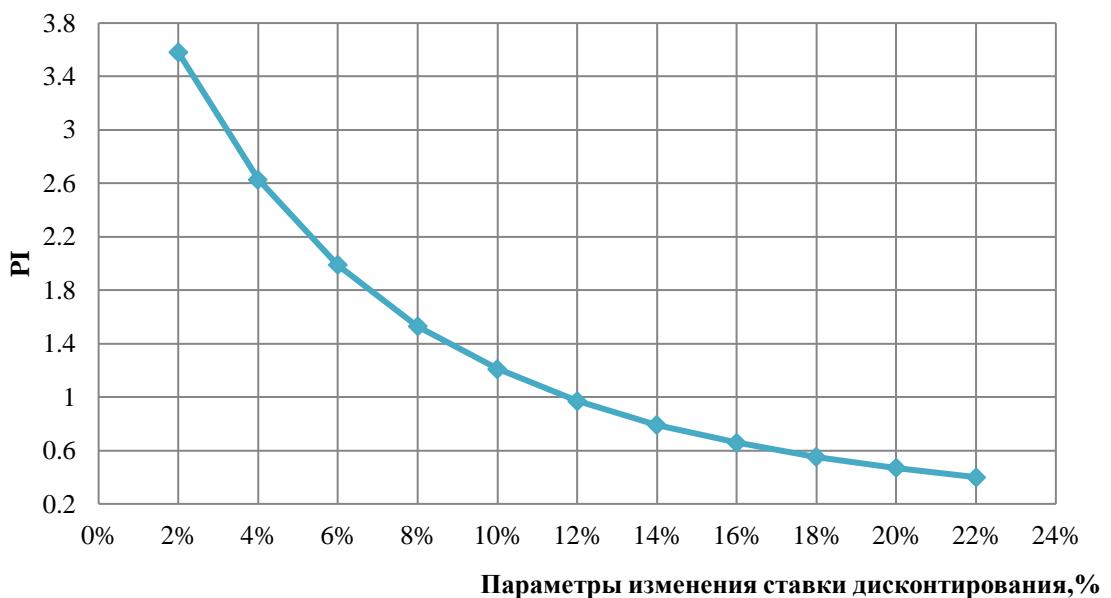


Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI. Ставка дисконтирования – ставка, используемая для переоценки стоимости будущего капитала на текущий момент. При значении доходности больше единицы вложение капитала является эффективным. Анализируя представленный график, заключение таково – при ставке дисконтирования менее 12% в проект можно вкладываться.

9 Анализ и совершенствование методов и средств определения состояния основного оборудования гидроэлектростанций

9.1 Организация контроля и оценки технического оборудования на ГЭС

9.1.1 Контроль оценка технического состояния оборудования ГЭС

Цели оценки и контроля технического состояния оборудования ГЭС:

- Увеличение безопасности эксплуатации оборудования посредством выявления и своевременного устранения возникших повреждений (дефектов);
- определение возможности и целесообразности продолжения эксплуатации выработавших срок службы единиц оборудования, их элементов и конструктивных узлов, определяющих безопасность эксплуатации гидроагрегата;
- выработку рекомендаций по ремонтному обслуживанию и продолжению эксплуатации оборудования, имеющего повреждения (дефекты), включая введение при необходимости специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения, внеплановый ремонт и т.п.);
- обоснование для модернизации единиц оборудования в целом, их элементов и конструктивных узлов.

9.1.2 Обязательные формы контроля технического состояния оборудования

Обязательные формы контроля технического состояния оборудования подразделяются:

1. Постоянный контроль состояния работающего оборудования;
2. Периодические осмотры выведенного из работы оборудования;
3. Регулярные технические освидетельствования оборудования;
4. Технические обследования оборудования.

Постоянный контроль состояния работающего оборудования и технических систем (далее оборудования) осуществляют с целью оперативного выявления нарушений его безопасной эксплуатации и принятия оперативных решений о необходимых мерах по устранению выявленных нарушений и/или о возможности дальнейшей работы оборудования с выявленным нарушением. Постоянный контроль осуществляет оперативный и оперативно-ремонтный персонал. На ГЭС без ежедневного дежурства оперативного и оперативно-ремонтного персонала должен быть наложен дистанционный контроль показателей, определяемых проектной документацией и/или СТО ГЭС, на пункте с постоянным нахождением дежурного персонала;

Периодические осмотры выведенного из работы оборудования (внешний и внутренний) осуществляют с целью своевременного выявления и анализа причин повреждений и дефектов, включая скрытые, которые не могут быть установлены при постоянном контроле, и выработка решений по предупреждению их развития и устраниению. Осмотр производят лица, контролирующие безопасную эксплуатацию конкретного оборудования (элемента оборудования).

Не реже одного раза в год осмотр выведенного из работы оборудования должен быть произведен комиссией, состав которой утверждает технический руководитель ГЭС. Такой осмотр проводят обязательно до наступления весеннего половодья, а в отдельных случаях - летне-осеннего паводка, с целью проверки готовности оборудования к работе с максимальной нагрузкой в течение многоводного периода. Периодичность и объем осмотров устанавливает технический руководитель ГЭС. В случаях повреждения оборудования, имевших следствием непредвиденный вывод его из работы, должны быть произведены внеочередные осмотры.

Периодические осмотры выведенного из работы оборудования должны быть, как правило, приурочены ко времени проведения ремонта. По результатам периодических осмотров технический руководитель ГЭС может назначить техническое обследование (испытания) оборудования (элементов оборудования)

Периодическое техническое освидетельствование оборудования осуществляют с целью углубленной оценки его состояния после длительного периода эксплуатации и определения мер для обеспечения безопасной работы оборудования в пределах срока службы или для продления срока службы. Периодичность, объём и порядок технического освидетельствования оборудования установлены Правилами технической эксплуатации [12].

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технические паспорта ГЭС и оборудования. По результатам каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования назначают срок проведения последующего освидетельствования. К эксплуатации не допускают оборудование с нарушенными сроками технического освидетельствования.

Техническое обследование (индивидуальное, комплексное) имеет целью диагностирование технического состояния оборудования (его отдельных элементов, конструктивных узлов) на основании результатов проводимых при этом испытаний и исследований, своевременное выявление и анализ причин аварийно-опасных дефектов и повреждений, последующее принятие технических решений по мерам, необходимым для обеспечения безопасной эксплуатации оборудования в пределах срока службы.

Решение о проведении обследования принимает технический руководитель ГЭС по результатам периодических осмотров и технических освидетельствований.

Техническое обследование должно быть проведено в случае внезапного повреждения (отказа) оборудования в процессе эксплуатации.

Методики, применяемые при техническом обследовании, должны обеспечить выявление всех основных дефектов, развитие которых может привести к необратимому ухудшению технического состояния оборудования, а также дефектов, не выявляемых при постоянном контроле и при периодических осмотрах.

Программы работ по техническому обследованию с указанием используемых методик утверждает технический руководитель ГЭС с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемого оборудования. При необходимости к разработке программы привлекаются организации, специализирующиеся в области диагностики гидроэнергетического и электротехнического оборудования. Оценку технического состояния оборудования производят на основе анализа результатов всех форм технического контроля для каждого элемента и конструктивного узла; решения принимают с учетом возможности устранения выявленных дефектов и/или замены изношенных узлов.

9.1.3 Техническое состояние оборудования ГЭС

Техническое состояние оборудования ГЭС оценивают как:

- «Работоспособное», если контролируемые параметры, характеризующие способность оборудования выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, и при контроле технического состояния дефекты не выявлены или выявлены малозначительные легко устранимые дефекты на ранней стадии развития;
- «Частично неработоспособное», если при контроле технического состояния выявлены значительные, но устранимые дефекты, при которых оборудование способно частично выполнять требуемые функции, и продолжение работы оборудования требует временного введения ограничений (снижения эксплуатационных нагрузок, сокращения межремонтного периода и т.п.);
- «Неработоспособное», если контролируемые параметры, характеризующие способность оборудования выполнять заданные функции, не соответствуют требованиям нормативной и/или конструкторской (проектной) документации, и при контроле технического состояния выявлены критические или значительные, трудно устранимые дефекты, и восстановление работоспособности оборудования требует его немедленного вывода в ремонт;
- «Предельное», если при контроле технического состояния выявлены критические дефекты, и дальнейшая эксплуатация оборудования недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Оценку технического состояния технических систем производят на основе анализа работы обслуживаемого ими оборудования. Техническая система является работоспособной, если она обеспечивает работу гидроагрегата с нормативными (паспортными) параметрами. Состояние отдельных элементов технической системы определяется их соответствием паспортным данным, технической документации и нормативным документам.

Для обеспечения безопасной работы оборудования и предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами конструктивных узлов и деталей оборудования при изготовлении, монтаже и ремонте, а также развитием процессов эрозии, в том числе кавитационной, коррозии, снижением прочностных характеристик при эксплуатации, должен быть организован эксплуатационный контроль состояния металла.

Эксплуатационный контроль состояния металла следует проводить по программе, утвержденной техническим руководителем ГЭС.

В СТО ГЭС должны содержаться требования по входному и эксплуатационному контролю состояния металла в пределах нормативного и сверхнормативного срока службы.

Оценку технического состояния оборудования следует производить по совокупности фактических данных о параметрах (показателях) его элементов и конструктивных узлов путем сопоставления их с нормативными требованиями и базовыми (исходными) данными о заведомо исправном состоянии таких узлов и оборудования в целом, по динамике изменений показателей в процессе эксплуатации. Оценка должна учитывать данные о предшествовавшей работе рассматриваемого оборудования и данные о работе аналогичных видов оборудования (показателей надёжности, аварийных повреждений, дефектов, выявленных и устраниённых при ремонтах, результатов предшествующих испытаний и т.п.). Для этих целей могут быть также использованы акты расследования аварий и отказов, а также документация (формуляры, акты) текущих и капитальных ремонтов.

Оценку технического состояния единицы (элемента) оборудования в целом производят по худшей из оценок технического состояния его конструктивных и функциональных узлов.

В системах управления технологическими процессами ГЭС, в том числе автоматизированных (АСУ ТП), должны быть реализованы информационные, аналитические и диагностические функции по контролю состояния основного оборудования.

9.2 Требования к контролю технического состояния оборудования на ГЭС

9.2.1 Порядок контроля технического состояния оборудования на ГЭС

Порядок контроля технического состояния оборудования на ГЭС должен быть надлежащим образом закреплен в СТО ГЭС и в инструкциях для персонала. Должны быть установлены:

- объемы, сроки и методы реализации контроля;
- маршруты и периодичность обходов, осмотров и проверок оборудования;
- правила пользования штатными контрольными средствами измерений;
- требования к ведению первичной технической документации по контролю технического состояния оборудования;
- правила техники безопасности при осуществлении технического контроля.

Является обязательным строгое соблюдение утвержденных в установленном порядке графиков, планов и программ технического контроля.

На ГЭС необходимо вести техническую документацию по формам, утвержденным техническим руководителем ГЭС, в которых регистрируют все результаты контроля технического состояния оборудования.

На каждую единицу оборудования должен быть заведен паспорт по форме, установленной нормативным документом ОАО РАО «ЕЭС России» на момент приобретения оборудования.

Результаты постоянного контроля регистрируют в суточных эксплуатационных ведомостях и в журналах.

Результаты периодических осмотров регистрируют в журналах осмотров с приложением актов осмотров и планов мероприятий, разработанных по зафиксированным результатам осмотров.

Результаты технических освидетельствований регистрируют в паспортах каждой из освидетельствованных единиц оборудования с приложением актов освидетельствований и планов мероприятий по зафиксированным результатам освидетельствований.

Результаты технических обследований должны быть зарегистрированы в журналах обследований и подробно изложены в технических отчетах о проведенных измерениях, испытаниях, исследованиях с приложением утвержденных в установленном порядке программ и актов обследований, всех материалов обследований, включая протоколы испытаний и анализов, и планов мероприятий, разработанных по результатам обследований.

В организации собственника (эксплуатирующей организации) должен быть организован учет и анализ информации об отказах, повреждениях, нештатных (опасных) ситуациях в работе каждой единицы установленного на

ГЭС оборудования (элемента оборудования) для разработки мероприятий по обеспечению их безопасной эксплуатации. По каждой единице оборудования следует вести журналы и/или картотеку указанной информации.

Для обеспечения сравнимости и унификации при оформлении результатов постоянного контроля, осмотров и обследований необходимо использовать стандартные бланки и формуляры.

Вся ведущаяся документация, в которой зарегистрированы результаты контроля и содержится информация об отказах, повреждениях, нештатных ситуациях, должна храниться до списания оборудования (элемента оборудования).

Все проверки и испытания оборудования и технических систем ГЭС следует выполнять в соответствии с действующими в ОАО РАО «ЕЭС России» нормативными техническими документами и конструкторской (эксплуатационной) документацией заводов-изготовителей, согласованной с РАО «ЕЭС России».

Контроль технического состояния оборудования требует оснащения ГЭС средствами измерений (СИ) [36] и соблюдения правил по обеспечению единства измерений [37, 38].

Оснащение оборудования ГЭС СИ производится в соответствии с проектной, конструкторской и нормативной документацией и с техническими условиями на поставку оборудования; установленные СИ должны обеспечивать постоянный контроль за техническим состоянием оборудования и режимом его работы.

9.3 Анализ и совершенствование методов определения состояния оборудования

Проанализировав представленные в СТО правила контроля состояния оборудования, был сделан вывод, что в настоящее время полагаться только на персонал не разумно, поэтому в роли вспомогательного помощника выступают различного рода вспомогательные комплексы. Из всего многообразия программ были выбраны такие как:

- «КНК» комплекс неразрушающего контроля из уже разработанных программ диагностики работы гидроагрегата;
- АСКОД автоматизированная система контроля и оперативной диагностики в роли еще разрабатывающейся программы и успешно опробованной на Чиркейской ГЭС.

Теперь о каждой программе отдельно и более развернуто.

9.3.1 Комплекс неразрушающего контроля

Комплекс неразрушающего контроля разработан компанией ООО «АМПЕР» и предназначен для диагностики гидроагрегата и автоматизации вибрационных испытаний. Построен на базе внешнего модуля аналого-цифрового преобразователя Е14-140 от одной из лидирующих российских высокотехнологичных компаний «Л Кард» в области проектирования и производства электронного оборудования промышленной автоматизации.

Представленный комплекс имеет возможность осуществить:

- Контроль вибрации конструктивных узлов гидроагрегата (крестовины, направляющих подшипников, подпятника, крышки турбины, статора гидрогенератора) и биение вала у направляющих подшипников;
- Контроль частоты вращения ротора гидроагрегата;
- Измерение формы ротора гидрогенератора;
- Глубокую обработку полученных данных;
- Анализ вибрационного контроля.

Представленный комплекс имеет ряд преимуществ среди аналогичных продуктов, такие как:

- Конфигурация комплекса в точности соответствует требованиям предъявляемыми в СТО [39] к аппаратуре;
- 32-канальный параллельный сбор данных;
- Легкий переносной комплекс;
- Эксплуатация комплекса одним специалистом;
- Невысокая стоимость в сравнении с аналогами.

Технические характеристики КНК представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Технические характеристики

Количество каналов	1 – 32	Параллельное измерение
Частотный диапазон	0,8 – 200 Гц (вибрация) 0 – 20 Гц (биение вала)	Зависит от типа датчика
Разрядность АЦП	14 бит	Независимый АЦП
Частота дискретизации	1-200 000 Гц	Задается пользователем ПО
Интегрирование сигналов вибрации	Цифровое / аппаратное	Задается пользователем ПО
Входной диапазон	$\pm 0,15625\text{B}$; $\pm 0,625\text{B}$; $\pm 2,5\text{B}$; $\pm 10\text{B}$	Задается пользователем ПО
Длина выборки сигналов	1024, 2048, 4096, 8192, 16384, 32768, 65536, 131072, 262144, 524288, 1048576 Непрерывная	Задается пользователем ПО
Калибровка каналов	Встроенная	Задается пользователем ПО/ Настраивается по месту (биение вала)

Окончание таблицы 9.1

Измерительные входы	Датчик вибрации, датчик биения вала, отметчик оборотов (фазы), измерительный виток, гидрометрическая вертушка, датчик давления, датчик перемещения, концевой выключатель...
Методы обработки	Расчет общего уровня, уровня в полосе частот, уровня на заданных частотах; амплитуды и фазы гармоник. Сравнение с уставками. Построение сигнала, спектра, каскада спектров, траектории движения вала, диаграммы формы ротора.
Погрешность измерений	<5%
Напряжение питания	≈220В, 50Гц
Корпус	Пластмассовый штампованный/Алюминий фрезерованный

В комплектацию комплекса входят:

- Переносной персональный компьютер типа «Notebook»
- Измерительный блок КНК-32
- Кейс для переноски ПК и измерительного блока КНК
- Кейс для переноски датчиков и кабелей
- Датчик абсолютной вибрации
- Датчик относительной вибрации вала, зеркала подпятника
- Датчик избыточного давления-разрежения
- Датчик активной и реактивной мощности
- Датчик перемещения (тросиковый)
- Концевой выключатель
- Гидрометрическая вертушка
- Отметчик оборотов лазерный ВБЗС
- Отметчик оборотов электромагнитный ДФИ-01
- Сетевой кабель 1,5 м (≈220в)
- USB кабель 0,8 м
- Комплект кабелей 10 м, 15м, 25 м, 30 м, 35 м, 50 м
- Кабель форм ротора и статора с согласующим устройством
- Струбцины и кронштейны крепления датчиков биения вала
- Магнитные присоски крепления датчиков вибрации
- Магнитная стойка отметчика оборотов
- Светоотражающие метки отметчика
- Набор тарировочных пластин
- Сетевой удлинитель 30 м (~220в)

- ПО «Excellent», драйвера
- Документация (Паспорт, инструкция, свидетельство о поверки, сертификаты)

Программное обеспечение представляет собой интерфейс, позволяющий осуществить:

- Обработку данных вибрации, биения вала, частоты вращения, формы ротора гидрогенератора, давления, перемещения, гидрометрических вертушек.
- Настройку датчиков для каждого из каналов. Установка коэффициентов преобразования и смещения, описание места установки датчиков, тарировку датчиков биения вала по месту установки.
- Построение формы сигнала, как для одного канала, так и для одновременного отображения (наложение сигналов) нескольких каналов, с возможностью индивидуальной обработки.
- Построение спектра вибрации, биения вала.
- Построение каскада спектров вибрации, биения вала.
- Построение траектории движения вала.
- Отображение параметров вибрации и биения вала, в определенных диапазонах и на заданных пользователем проверочных частотах.
- Фильтрация сигналов пользователем.
- Конфигурирование считывания данных по всем каналам.
- Сохранение данных измерений в файлах.
- Экспорт и импорт файлов данных.
- Графическое и числовое отображение результатов измерений в реальном масштабе времени.
- Протоколирование информации. Вывод всех или заданных по шаблону пользователя измеренных величин.

В КНК заложены мощные функции синхронизации, позволяющие использовать их для запуска комплекса сбора информации в режимах выбега и разгона гидроагрегата.

Данный комплекс применяется при проведении следующих видов работ:

- вибрационные испытания гидроагрегата;
- динамическая балансировка ротора гидрогенератора;
- определение форм ротора и статора гидрогенераторов и оценка симметрии воздушного зазора;
- настройка и корректировка комбинаторной зависимости поворотно-лопастных гидротурбин;
- испытания при переводе гидроагрегата в режим синхронного компенсатора;
- определение действительных перестановочных усилий направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса по измеренным давлениям в маслопроводе;

- энергетические испытания абсолютным методом с помощью гидрометрических вертушек;
- определение наиболее благоприятных режимов работы гидроагрегата.

Возможности комплекса позволяют использовать его для диагностики на любых гидроагрегатах. Данный комплекс эксплуатировался при проведении виброиспытаний и динамической балансировки ротора гидрогенераторов на Данный комплекс эксплуатировался при проведении испытаний на Иркутской ГЭС, Братской ГЭС, Усть-Илимской ГЭС, Волжской ГЭС, Саратовской ГЭС, Чебоксарской ГЭС, Жигулевской ГЭС, Камской ГЭС, Каскаде Верхневолжских ГЭС, Зеленчукской ГЭС, Новосибирской ГЭС, Павловской ГЭС, Каскаде Вилуйских ГЭС, Каскаде Нижне-Черекских ГЭС, Аушигерской ГЭС, Ирганайской ГЭС, Курпсайской ГЭС, Таш-Кумырской ГЭС, Шамалды-Сайской ГЭС и многих др.

Комплекс КНК зарекомендовал себя как надежное с высокой помехозащищенностью от действия электромагнитных полей наводимых ротором гидрогенератора устройство, отвечающее всем предъявляемым требованиям НТД к аппаратуре, в области вибродиагностики гидроагрегатов.

9.3.2 Автоматизированная система контроля оперативной диагностики

Программа АСКОД была взята из диссертационной работы кандидата технических наук начальника отдела АСУ Чиркейской ГЭС Алиомарова Алиомара Газимагомедовича. [40]

Представленная комплексная модель АСКОН ГА обладает следующими свойствами:

- Высокой универсальностью, которая позволяет использовать одну и ту же структурно-функциональную модель (СФМ) для целей контроля и диагностики любых конструктивных узлов объектов диагностики и определения дефектов различной природы;
- Возможностью быстрого внесения изменений в ее программную реализацию при изменении объема поступающей с объекта контрольной и диагностической информации с минимальными затратами на модернизацию системы АСКОД;
- Включением в зону охвата АСКОД элементов, которые в настоящее время не оснащены средствами измерения в цикле оперативного управления, путем учета логических связей в экспертных заключений;
- Возможностью использования элементов существующих средств технологической автоматики, что обеспечивает минимальные затраты на модернизацию АСУ ТП.

Разработанная в диссертации комплексная модель АСКОД позволяет:

- Повысить надежность и готовность ГЭС за счет непрерывной проверки правильности выполнения объектом основных функций,

своевременного обнаружения факта отказа, определения места отказа, оперативной подготовки рекомендаций для дальнейшей эксплуатации;

- Повысить уровень подготовки эксплуатационного персонала за счет использования детального описания технологических процессов в модели АСКОД при проведении технического обучения персонала непосредственно на объекте;
- Повысить информативность и одновременно уменьшить избыточность информации о состоянии оборудования для оперативного персонала, что особенно важно при ликвидации аварийных ситуаций на ГЭС.

Наиболее применимым для решения задач диагностики являются методы структурно-функционального моделирования (СФМ). Одним из них метод структурных инвариантов (МСИ), основанный на теории отображения сложных объектов сетевыми моделями.

Метод МСИ позволяет декомпозировать систему контроля и диагностики на множество элементов, находящихся в причинно-следственных отношениях, и получить иерархическиложенную структуру системы, инвариантную структуре объекта контроля и диагностики (ОД), в которой число уровней вложения равно числу уровней принятия решения.

Принцип построения АСКОД основан на декомпозиции ОД на множество процессов, находящихся в отношениях «причина-условие-следствие» и синтезе на её основе многоуровневой системы оперативной диагностики, инвариантной структуре ОД.

Техническое состояние ОД а АСКОД описывается как совокупность технических состояний (статусов) его отдельных элементов. Это означает, что состояние ОД может быть описано полностью и тогда, когда известны все параметры состояния элементов.

9.4 Процедуры оптимизации принятия решений при оценке технического состояния оборудования гидроэлектростанций

Но все же, какие программы бы не разрабатывались, в первую очередь на станции должны работать грамотные специалисты, разбирающиеся в своей работе, имеющие все необходимые знания и навыки.

В целях максимального снижения риска производственного и материального ущерба при принятии лицом, контролирующим техническое состояние оборудования, решений по оценке технического состояния оборудования, по выбору варианта при реализации первоочередных действий и по назначению технических мероприятий принятию таких решений должно предшествовать выполнение ряда условий и процедур.

Лицо, принимающее решение, должно:

- обладать профессиональными знаниями и производственными навыками в области эксплуатации, наладки, ремонта оборудования;

- располагать достаточной информацией о работе оборудования в штатных и нештатных (опасных) ситуациях;
- располагать технической и экономической нормативной базой, необходимой для оценки технического состояния конкретного вида и типа оборудования и для принятия хозяйственного решения о продолжении его эксплуатации или о выводе в ремонт, техническом перевооружении, полной замене.

Для создания информационно-аналитической базы данных в сферах производственной и хозяйственной деятельности организации собственника (эксплуатирующей организации) при необходимости могут быть привлечены специализированные научные и инженерные организации соответствующего профиля деятельности.

Принятию окончательного решения о техническом состоянии оборудования должен предшествовать глубокий анализ всех документально зафиксированных событий, связанных с авариями, повреждениями, отказами в работе данного оборудования, в том числе событий во внешней среде, независимой от функционирования ГЭС.

В целях создания информационно-аналитической базы данных, необходимой для принятия решений, в организации собственника (эксплуатирующей организации) должны быть созданы, постоянно накапливаться и актуализироваться (обновляться) данные:

- конструкторской (заводской) документации по всему составу оборудования ГЭС;
- документации, связанной с ремонтом, модернизацией и заменой оборудования, наладочными и экспериментальными работами;
- материалов постоянного контроля состояния оборудования, периодических осмотров, технических освидетельствований, технических обследований;
- сведений об авариях, повреждениях, отказах, нештатных ситуациях, возникавших при разборке, монтаже и работе оборудования в обычных и непроектных режимах, о результатах расследования аварий и повреждений, о выполненных после этого мероприятиях.

С использованием созданных баз данных в организации собственника (эксплуатирующей организации) должно быть организовано производственное обучение персонала по программе поведения при возникновении нештатных (опасных) и аварийных ситуаций при работе оборудования.

В организации собственника (эксплуатирующей организации) должно быть создано автоматизированное рабочее место (АРМ) специалиста, принимающего решения по оценке технического состояния оборудования.

В целях снижения уровня риска при принятии решений в организации собственника (эксплуатирующей организации) для каждой ГЭС должны быть разработаны и введены для применения научно обоснованные практические, технические и экономические рекомендации и мероприятия с целью повышения достоверности оценки технического состояния оборудования и

выработки типовых решений, учитывающие все особенности функционирования конкретной гидроэлектростанции.

В сложных случаях, не имеющих аналогов в практике эксплуатации ГЭС данной организации, для участия в выработке объективного решения должны быть приглашены эксперты из специализированных организаций и от заводов-изготовителей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры малонапорной Ангарской ГЭС на реке Ангара, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 1%, поверочного обеспеченностью 0,1% случаев: $Q1\% = 4267 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q0,1\% = 4717 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Ангарской ГЭС, а также определена зона ее работы в годовых графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила 756 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 124,4 м. Полезный объем составляет 50,3 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 3,62 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 Н_{max} = 19,8 м;

Расчетный Н_{расч} = 15,2 м;

Минимальный Н_{min} = 11,9 м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с десятью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 9,5 м (ПЛ20-В-950).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 62,5 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1340/150-96 с номинальной активной мощностью 76,5 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с объединенными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ 330 кВ – «3/2». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТРДЦН-200000/330, трансформаторы собственных нужд ТСЗП-4000/20 У1, Выбран провод марки АС-400/22.

Распределительное устройство принято элегазовым (КРУЭ-330) ЯЭГ-330 т.к. неоспоримыми преимуществами КРУЭ перед другими видами распределительных устройств являются: повышенная надежность, компактность (модульная структура), что напрямую влияет на размеры площади размещения, стоимость подготовки основания площадки под КРУЭ и простоту обслуживания.

На генераторном напряжении в каждом из энергоблоков установлен генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20, состоящий из элегазового выключателя ВГГ-20-90/8000, разъединителей РВРЗ-20/8000 У3, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Напорный фронт Ангарской ГЭС длиной 1170 м сформирован двумя плотинами: бетонной и земляной набросной. Бетонная плотина длиной 912,2 м и наибольшей высотой 25 м (отметка гребня 134,2 м) состоит из глухих, станционной и водосбросной частей, которые, в свою очередь, разрезаны на секции. Глухие части плотины обеспечивают сопряжение с земляно-набросной плотиной, образуя вместе с подпорными стенками верхнего и нижнего бьефа сопрягающий устой. В станционной части плотины длиной 402,0 м размещены водоприёмники с затворами и сороудерживающими решётками. Водосбросная часть плотины общей длиной 336,0 м состоит из семнадцати пролётов, ширина водосливных отверстий в свету 16 м. Здание ГЭС русского типа.

На этапе компоновки гидроузла также расчетным путем были определены габаритные размеры и характерные отметки водосливной плотины:

- отметка гребня водослива – 123,0 м;
- отметка гребня бычка – 134,2 м;
- отметка подошвы плотины – 105,0 м;
- ширина подошвы плотины по основанию – 17,5 м;
- количество водосливных отверстий – 17;
- ширина водосливных отверстий - 16 м;
- ширина сооружения по гребню – 17,8 м;
- высота сооружения – 25 м;
- толщина бычка – 4 м;

В качестве гасителя энергии потока был выбраны две водобойные стенки, водобой и рисберма. Для уменьшения величины противодавления устроен цементационная завеса и дренаж.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 2. Плотина Ангарского 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. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Таким образом, строительство Ангарской ГЭС с установленной мощностью 756 МВт в настоящее время считается целесообразным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сайт системного оператора единой энергетической системы [Электронный ресурс] : база данных содержит сведения о всех энергосистемах России – Москва, – Режим доступа <http://so-ups.ru>
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.-Саяногорск, 2005.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов.-Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014.
5. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. – 114 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций.– М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
7. ГОСТ 108.023.105-84: Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые. Конструктивные схемы. – Введ.01.07.2013. – Москва: НПО ЦКТИ, 2013. – 68 с.
8. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.2. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
9. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): Учебное пособие/Ю.С. Васильев, Г.А. Претро. –Л.: ЛГТУ, 1991. – 80с.
10. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ.30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
11. СТО РусГидро 01.01.78-2012: Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ.07.08.2012. – Москва: ПАО РусГидро, 2012, – 56 с.

12. СП 40.2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
13. СП 38.2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
14. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - М.: ФГУП ЦПП, 2012.
15. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
16. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : ACB, 2011. - Ч.1. - 584 с.
17. Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : ACB, 2011. - Ч.2. - 536 с.
18. СТО 17330282.27.140.002-2008 : Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ.15.03.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 32 с.
19. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016 – 64 с.
20. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014г.
21. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ.20.12.2007. – Москва ОАО «ФСК ЕЭС», 2007, – 132 с.
22. СТО 24.3182. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» 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.
23. 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.
24. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ:методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования/ сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. –Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 40 с.

25. 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.
26. ГОСТ Р 56303 – 2014 Оперативно – диспетчерское управление . Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению. – Введ. 01.09.2015. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2015. – 42 с.
27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций – Введ.28.09.2017. - Москва ОАО «ФСК ЕЭС», 2017, – 19 с.
28. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно – диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования. . – Введ. 01.09.2015. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2015. – 42 с.
29. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. – Введ.16.06.2010. - Москва ОАО «ФСК ЕЭС», 2017, – 128 с.
30. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно – Шушенский филиал, 2010. – 180 с.
31. Чернобровов Н. В. Релейная защита : учебное пособие для техникумов / Н. В. Чернобровов. - Москва :Энергия, 1974. – 451 с.
32. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва : ДЕАН,2013. – 706 с.
33. Каталог «Синхронные гидрогенераторы» [Электронный источник] // - Режим доступа: <https://online-electric.ru>
34. РД 34.20.501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – Введ. 19.06.2003. – Москва Минтопэнерго России, 2003. – 156 с.
35. РД 34.20.161. Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций. - Введ. 30.06.2003. – Москва Минтопэнерго России, 2003. – 95 с.
36. РД 34.11.115-97. Положение о системе калибровки средств измерений в электроэнергетике. - Введ. 01.07.1998. – Москва СПО ОРГРЭС 1998. – 158 с.
37. РД 34.11.101-96. Методические указания. Планирование работ по метрологическому обеспечению в отрасли «Электроэнергетика». Организация и порядок проведения. - Введ. 01.07.1998. – Москва СПО ОРГРЭС 1998. – 84 с.

38. СТО 17330282.27.140.001-2006 Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций - Введ. 13.07.2006. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2006. – 89 с.

39. Алиомаров А.Г. Повышение эффективности эксплуатации оборудования ГЭС за счет введения автоматизированной системы контроля и оперативной диагностики состояния агрегатов : дис. ...канд. техн. наук : 05.14.08 / Алиомар Газимагомедович. – Москва, 2005. – 247 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водноэнергетические расчеты

Таблица А.1 – гидрологические данные реки Ангара

№	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.}$ год
1	1925	1074	972	921	2183	7050	4389	3525	3392	3820	2814	1245	1031	2701
2	1926	1193	1101	1034	2661	10343	3820	3297	3740	5014	4059	2047	1461	3314
3	1927	580	478	426	1160	8003	5628	3688	3661	5577	3202	1844	972	2935
4	1928	819	699	614	1337	10862	6606	3820	3388	4963	3065	853	774	3150
5	1929	819	699	648	696	8614	3161	4389	3540	3104	3087	1457	1119	2611
6	1930	1279	1109	1040	3479	10137	6520	5799	3956	6993	3318	1910	1332	3906
7	1931	1177	1057	955	873	9573	5173	3411	3729	4844	3939	1416	1246	3116
8	1932	1057	938	904	996	9832	5173	3411	3729	4844	3939	1620	1074	3127
9	1933	1109	1006	938	887	6780	5856	6435	3513	3991	3291	1433	1103	3028
10	1934	1092	938	887	2456	7360	5173	3411	3729	4844	2912	1723	1160	2974
11	1935	1177	1057	955	1650	7451	4798	3616	3592	6003	3441	1416	1246	3034
12	1936	785	682	648	3179	10618	3798	3286	3718	5014	3014	1338	981	3088
13	1937	1092	938	887	2470	9947	5219	3434	3763	4895	2964	1740	1160	3209
14	1938	1143	767	802	1815	8596	3809	3297	3729	5014	4059	1552	1103	2974
15	1939	1262	1092	1006	914	6848	5912	6481	3536	4025	3308	1552	1189	3094
16	1940	1143	767	802	1815	6259	4597	3302	4146	3858	2200	1552	1103	2629
17	1941	1074	938	870	2442	7306	5549	3053	3208	2780	2046	1723	1146	2678
18	1942	1126	750	785	1774	9031	5856	6435	3513	3991	3291	1518	1074	3262
19	1943	1126	1023	955	2756	10786	5878	6470	3524	4025	3308	1671	1203	3561
20	1944	1194	1023	1013	4216	5906	5651	3710	3672	5628	2619	1808	1189	3136
21	1945	1262	1092	1006	914	6897	5412	3763	3422	3192	2592	1535	1189	2690
22	1946	1109	1006	938	2729	8197	6572	3710	4142	3854	2387	1654	1189	3124
23	1947	1092	989	938	1020	4880	3920	3110	3511	2720	1950	1100	1046	2190
24	1948	1126	750	785	1787	8970	6640	3302	3313	2814	2200	1535	1089	2859
25	1949	1364	1296	1194	2538	9802	5196	3434	3752	4878	2946	1930	1390	3310
26	1950	870	716	819	1473	8770	5613	3302	4123	3824	2200	1245	903	2821
27	1951	836	699	614	1337	8096	5628	3710	3661	5628	3236	870	788	2925
28	1952	853	733	1066	4952	9982	7171	7084	6977	5911	2080	955	788	4046
29	1953	785	699	614	1269	7665	9241	4025	5241	6106	3482	972	716	3401
30	1954	675	5855	750	1754	8588	4876	6299	4395	4485	3195	1092	888	3571
31	1955	836	699	614	1351	8713	8221	4120	3198	5156	2035	853	788	3049
32	1956	737	701	601	1380	6121	3803	3211	3565	3568	2285	1740	1175	2407
33	1957	853	716	665	709	5851	3969	3349	3394	3209	2097	1262	831	2242
34	1958	955	802	682	819	10768	7277	6060	7617	6669	5577	1416	1017	4138
35	1959	1177	1023	938	2240	8879	3718	7163	3536	4810	3134	1791	1175	3299
36	1960	767	682	648	3165	7708	7391	7049	6799	7675	3556	1092	731	3939
37	1961	819	699	631	1542	6407	3470	4116	3651	3718	2490	1126	831	2458
38	1962	921	904	887	873	5763	3379	3777	3298	4588	3308	1467	874	2503
39	1963	1177	1010	1115	4180	9400	7481	6310	4877	9466	4946	1586	1117	4389
40	1964	699	478	426	2824	7850	4300	3893	5650	6089	1953	989	831	2999
41	1965	648	529	495	1310	9443	6003	4309	4343	6669	2840	785	630	3167
42	1966	873	750	836	4202	7421	4343	4105	4616	5748	2637	1262	917	3142
43	1967	870	822	819	1064	8935	7106	3547	5795	6106	3085	1399	1137	3390
44	1968	1330	1074	1023	5103	6333	6481	5071	5821	6515	1953	1620	1332	3638
45	1969	1040	989	938	979	8724	3231	3911	3381	3277	2166	1416	1160	2601
46	1970	1267	1204	1065	2633	6743	3986	4548	2592	3411	2456	2030	1387	2777

Окончание таблицы А.1

№	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
47	1971	1109	1006	955	901	7909	6117	3692	3198	6515	1909	1433	1103	2987
48	1972	1092	989	938	2197	9876	7457	3299	3504	3957	3087	1245	1046	3224
49	1973	1126	921	870	819	8348	6210	4031	3538	3896	2588	1364	1132	2903
50	1974	1109	989	938	1047	7528	6651	4025	4502	5509	4366	1637	1175	3290

Таблица А.2 – Гидрологические данные, разбитые по сезонам

№	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1	1925	1074	972	921	2183	7050	4389	3638	3392	3820	2700	1245	1031	2701
2	1926	1193	1101	1034	2661	10343	3820	4059	3740	5014	3297	2047	1461	3314
3	1927	580	478	426	1160	8003	5628	3688	3929	5577	2934	1844	972	2935
4	1928	819	699	614	1337	10862	6606	3820	3388	4963	3065	853	774	3150
5	1929	819	699	648	696	8614	3161	4389	4017	3104	2610	1457	1119	2611
6	1930	1279	1109	1040	3479	10137	6520	5799	3956	6993	3318	1910	1332	3906
7	1931	1177	1057	955	873	9573	5173	4235	3729	4844	3115	1416	1246	3116
8	1932	1057	938	904	996	9832	5173	4223	3730	4844	3126	1621	1074	3127
9	1933	1109	1006	938	887	6780	5856	6435	3777	3991	3027	1432	1103	3028
10	1934	1092	938	887	2456	7360	5173	3411	3729	4844	2912	1723	1160	2974
11	1935	1177	1057	955	1650	7451	4798	3616	4001	6003	3032	1416	1246	3034
12	1936	785	682	648	3087	10618	3798	3378	3718	5014	3014	1338	981	3088
13	1937	1092	938	887	2470	9947	5219	3434	3763	4895	2964	1740	1160	3209
14	1938	1143	767	802	1815	8596	3809	3839	4271	5014	2973	1552	1103	2974
15	1939	1262	1092	1006	914	6848	5912	6481	3451	4025	3093	1784	1254	3094
16	1940	1143	767	802	1815	6259	4597	3302	4146	3858	2200	1552	1103	2629
17	1941	1074	938	870	2442	7306	5549	3053	3208	2780	2046	1723	1146	2678
18	1942	1126	750	785	1774	9031	5856	6435	3543	3991	3261	1518	1074	3262
19	1943	1126	1023	955	2756	10786	5878	6470	3562	4025	3270	1671	1204	3561
20	1944	1194	1023	1013	3135	5906	5651	4250	4213	5628	2619	1808	1189	3136
21	1945	1262	1092	1006	914	6897	5412	3763	3422	3192	2592	1535	1189	2690
22	1946	1109	1006	938	2729	8197	6572	3710	4142	3854	2387	1654	1189	3124
23	1947	1092	989	938	1020	4880	3920	3110	3511	2720	1950	1100	1046	2190
24	1948	1126	750	785	1787	8970	6640	3302	3313	2862	2152	1535	1089	2859
25	1949	1364	1296	1194	2538	9802	5196	3434	3752	4878	2946	1930	1390	3310
26	1950	870	716	819	1473	8770	5613	3302	4123	3824	2200	1245	901	2821
27	1951	836	699	614	1337	8096	5628	4022	3661	5628	2924	870	788	2925
28	1952	853	733	1066	4045	9982	7171	7537	7430	5911	2080	955	788	4046
29	1953	785	699	614	1269	7665	9241	4107	5241	6106	3400	972	716	3401
30	1954	675	978	1459	1705	8588	4876	6299	4395	4485	3195	3115	3082	3571
31	1955	836	699	614	1351	8713	8221	4120	3198	5156	2035	853	788	3049
32	1956	737	701	601	1380	6121	3803	3211	3565	3568	2285	1740	1175	2407
33	1957	853	716	665	709	5851	3969	3349	3394	3209	2097	1262	831	2242
34	1958	955	802	682	819	10768	7277	6780	7617	7389	4137	1416	1017	4138
35	1959	1177	1023	938	2240	8879	3718	7163	3536	4810	3134	1791	1175	3299
36	1960	767	682	648	3165	7708	7391	7049	6799	7675	3556	1092	731	3939
37	1961	819	699	631	1542	6407	3470	4116	3683	3719	2457	1126	831	2458
38	1962	921	904	887	873	5763	3379	3777	4104	4588	2502	1467	874	2503
39	1963	1177	1010	1115	4180	9400	7481	6310	5435	9466	4388	1586	1117	4389
40	1964	699	478	426	2824	7850	4300	3893	5650	6089	1953	989	831	2999
41	1965	648	529	495	1310	9443	6003	4309	4343	6669	2840	785	630	3167
42	1966	873	750	836	3141	7422	4873	4635	4616	5748	2636	1262	917	3142
43	1967	870	822	819	1064	8935	7106	3547	5795	6106	3085	1399	1137	3390
44	1968	1330	1074	1023	3637	6333	6482	5803	6553	6515	1953	1620	1332	3638

Окончание таблицы А.2

№	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
45	1969	1040	989	938	979	8724	3231	3911	3381	3277	2166	1416	1160	2601
46	1970	1267	1204	1065	2633	6743	3986	4548	2778	3411	2270	2030	1387	2777
47	1971	1109	1006	955	901	7909	6117	3692	3198	6515	1909	1433	1103	2987
48	1972	1092	989	938	2197	9876	7457	3299	3504	3957	3087	1245	1046	3224
49	1973	1126	921	870	819	8348	6210	4031	3538	3896	2588	1360	1132	2903
50	1974	1109	989	938	1047	7528	6651	4590	5040	5509	3280	1625	1175	3290

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

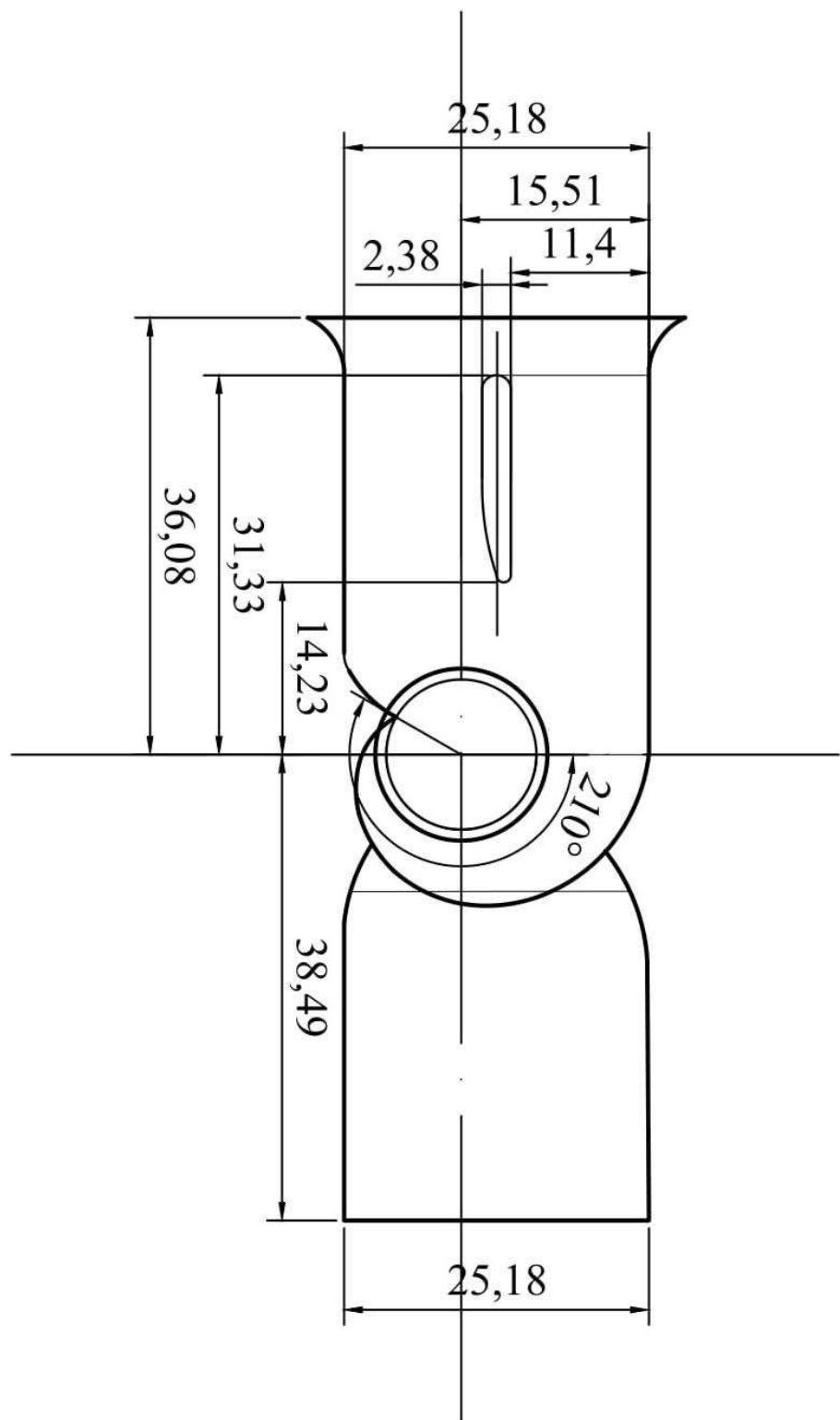


Рисунок Б.1 – Спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Компоновка и сооружение гидроузла

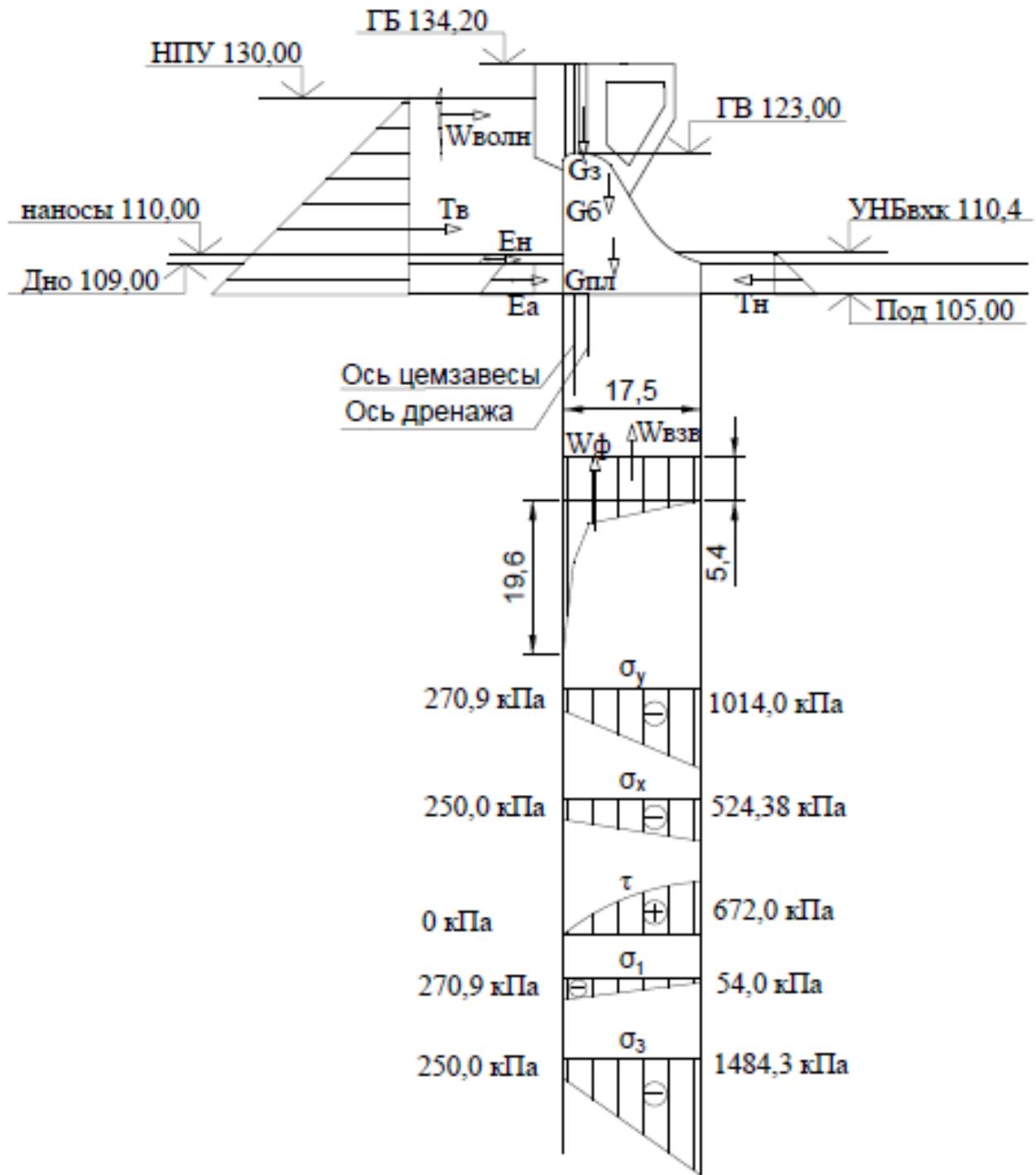


Рисунок В.1 – Давление нагрузок на плотину

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Лихачев А. А. Ачитаев
«03 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АНГАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ АНГАРА.
АНАЛИЗ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Руководитель

Лихачев А. А. Ачитаев

подпись, дата

должность, ученая степень

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник

А.Е. Сиротенко
подпись, дата

А.Е. Сиротенко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме «Проектирование Ангарской ГЭС на реке Ангара. Анализ и совершенствование методов и средств определения состояния основного оборудования гидроэлектростанций».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 29.06.20

подпись, дата

Е.Ю Загеева

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Абдесев 02.03.20

подпись, дата

Р.В. Илесинский

инициалы, фамилия

Электрическая часть

Денис

подпись, дата

Г.Г. Денисов

инициалы, фамилия

Устройства РЗиА

Лиф

подпись, дата

Р.В. Мурзаков

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Чубид 01.07.20

подпись, дата

Н.Л. Чубасов

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная Безопасность.
Охрана Окружающей среды

Чубид 2.07.20

подпись, дата

Королев А.

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

Барыкин 02.07.20

подпись, дата

В.В. Барыкин

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Халиков 03.07.20

подпись, дата

Р.Р. Халиков

инициалы, фамилия