

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА. КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ И ПОМЕХОЗАЩИЩЁННОСТЬ

тема

Руководитель	_____	Инженер по релейной защите и автоматике службы релейной защиты и автоматики Саяно- Шушенской ГЭС им. <u>П.С. Непорожного</u>	<u>А.В. Широков</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	должность	
Выпускник	_____		<u>А.О. Салыков</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Олёкминской ГЭС на реке Олёкма. Кибербезопасность и помехозащищённость».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Данные по энергосистеме	12
1.1.4 Инженерно-геологические условия	13
1.1.5 Сейсмические условия	13
2. Водно-энергетические расчеты	14
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	14
2.2 Определение типа регулирования	16
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	19
2.5 Режимы работы ГЭС	20
2.5.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса	20
2.5.2 Водноэнергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном и средневодном годах.....	23
2.6 Определение установленной мощности проектируемой станции	24
2.6.1 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями. Определение рабочей мощности ГЭС.....	24
2.6.2 Баланс мощности и расчет установленной мощности.....	26
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	29
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	29
3.1.1 Построение режимного поля.....	29
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	31
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	35
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины.....	35
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части	38
3.3 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки и электрогидравлического регулятора	38
4 Электрическая часть ГЭС	40
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	40
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	40
4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	40
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с одиночным блоком..	41

4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	42
4.3	Выбор трансформатора собственных нужд	44
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий	44
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	45
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.	46
4.6.1	Расчёт исходных данных	46
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	48
4.6.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	49
4.7	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	49
4.8	Выбор трансформаторов тока и напряжения	50
4.9	Выбор параметров КРУЭ	51
5	Релейная защита и автоматика	53
5.1	Технические данные защищаемого оборудования	53
5.2	Расчет номинальных токов	54
5.3	Перечень защит блока генератор-трансформатор	54
5.4	Описание защит и расчет их уставок	56
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора	56
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	58
5.4.3	Защита от повышения напряжения	61
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	61
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1)	65
5.4.6	Дистанционная защита генератора $Z_1 <, Z_2 <$	67
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	70
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	71
6	Компоновка и сооружения гидроузла	72
6.1	Проектирование водосливной плотины	72
6.2	Определение отметки гребня бетонной плотины	72
6.3	Определение ширины водосливно-го фронта	74
6.4	Определение отметки гребня водослива	75
6.5	Пропуск расходов через донные отверстия и аварийного водосброса	77
6.6	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	78
6.7	Расчёт водобойной стенки	79
6.8	Проверка на пропуск поверочного расхода	81
6.9	Конструирование бетонной плотины	83
6.9.1	Определение ширины подошвы плотины	83

6.9.2	Разрезка плотины швами.....	83
6.9.3	Быки.....	84
6.9.4	Устои	84
6.9.5	Дренаж тела бетонных плотин.....	84
6.9.6	Галереи в теле плотины.....	84
6.9.8	Построение профиля водослива по координатам Кригера – Офицера	86
6.10	Конструктивные элементы нижнего бьефа.	87
6.10.1	Водобой.....	87
6.10.2	Рисберма.....	88
6.11	Определение основных нагрузок на плотину	88
6.11.1	Вес сооружения.....	88
6.11.2	Сила гидростатического давления воды.	89
6.11.3	Равнодействующая взвешивающего давления	90
6.11.4	Сила фильтрационного давления.....	90
6.11.5	Давление грунта.....	91
6.11.6	Волновое давление.	91
6.11.7	Расчёт прочности плотины.....	92
6.11.8	Критерии прочности плотины	94
6.11.9	Расчёт устойчивости плотины	95
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	97
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	97
7.2	Пожарная безопасность.....	97
7.3	Охрана труда и техника безопасности	99
7.4	Основные мероприятия по охране окружающей среды.....	101
7.5	Воздействия на природную среду в строительный период	102
8.	Технико-экономические показатели	104
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	104
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	105
8.3	Налоговые расходы	108
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	108
8.5	Оценка инвестиционного проекта	110
8.6	Методология, исходные данные	110
8.7	Коммерческая эффективность	111
8.8	Бюджетная эффективность	111
8.9	Анализ чувствительности	112
9	Кибербезопасность и помехозащищённость	114
9.1	Структура цифровой подстанции и вопрос кибербезопасности.....	114
9.2	Метод защиты кибернетических компонентов ЦПС	116
9.3	Методы активной защиты физических компонентов ЦПС.....	117
9.3.1	Использование трёх комплектов с мажорированием выходных сигналов по принципу “два из трёх”.	118
9.3.2	Резервирование терминалов МПРЗ электромеханическими реле	119

9.3.3 Защита МПРЗ с использованием электромеханического пускового органа на герконах.....	120
9.3.4 Методы защиты физических компонентов ЦПС от помех	121
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	124
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	126
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	128
Анализ исходных данных	128
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	130
Водноэнергетические расчеты.....	130
ПРИЛОЖЕНИЕ В	137
Основное и вспомогательное оборудование.....	137

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование рекиОлёкма;
2. Местонахождение ГЭС Республика Саха;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 330 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью: 1,0% 1962 м³/с;
0,1% 2425,89 м³/с;
 - в) минимальный 100 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока многолетний;
 - б) отметка: НПУ 208,00 м;
ФПУ 209,00 м;
УМО 190,76 м
 - в) объемы:
 - полный 10,5 м³;
 - полезный 5,29 м³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 48,54 м;
 - б) расчетный 37,80 м;
 - в) минимальный 28,20 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 324 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 940 млн.кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая бетонная 234,00 м / 57,00м;
 - б) правобережная бетонная 123,00 м / 48,00 м;
 - в) станционная часть 103,00 м / 57,00 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 2 отверстия по 12 м;
 - в) общая длина 30 м;
 - г) максимальная высота 53 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 4;
 - б) грунты в основании гранит;
 - в) тип спиральной камеры металлическая;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
 - д) расстояние между осями агрегатов 19 м;
11. Основное оборудование:

- а) тип турбины.....ПЛ50-В-560;
- б) тип генератора.....СВ-972/150-44;
- в) мощность генератора 85 МВт;
- г) частота вращения 136,4 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-125000/220;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии.....0,043 руб/кВт·ч;
- б) показатели эффективности: Удельные кап. вложения 73126 руб/кВт.;
Срок окупаемости 11,25 года.

ВВЕДЕНИЕ

Энергия воды является одним из старейших источников электроэнергии на планете. На территории Российской Федерации расположено около 9% мировых запасов гидроэнергии. Экономический потенциал гидроэнергоресурсов России составляет 850 млрд кВт.ч, из которых 120 млрд кВт.ч приходится на Европейскую часть страны и 730 млрд кВт.ч на Сибирь и Дальний Восток.

ГЭС — мобильные энергетические установки, выгодно отличающиеся от парогазовых установок в области регулирования частоты, покрытия растущих пиковых нагрузок, маневрирования мощностью в период ночного снижения нагрузок и в роли аварийного резерва системы. Это особенно важно для энергосистем европейской части России, где электропотребление в течение суток характеризуется большой неравномерностью.

Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках. Весомым минусом ГЭС является их разрушение, которое несет в себе разрушительную стихию, приводящую к огромным материальным убыткам, но что наиболее важно к большим человеческим жертвам. Поэтому необходим серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для безопасного использования гидроресурсов.

Целью проекта является проектирование Олёкминской ГЭС на реке Олёкма 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 соответствии со специальным вопросом дипломного проекта были предложены способы защиты подстанции от киберугроз и внешних помех.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Река Олёкма расположена на юго-западе Якутии, в равнинной части Сибирского плато. Климат на всей территории резко-континентальный. Зимы продолжительные и холодные. Зима протекает на фоне высокого атмосферного давления, преобладают ясные и малооблачные дни. Снежный покров формируется в конце октября начале ноября месяца.

Весенний период кратковременный, в большей части солнечный и ясный. Разрушение снежного покрова происходит с середины апреля, полностью снег сходит к концу мая месяца.

Лето непродолжительное, относительно теплое и засушливое. Температура воздуха в июле в среднем составляет +18...+19 градусов.

Осень в начальной стадии так же ясная и сухая, в конце августа происходит заметное понижение температур. Первые существенные морозы могут проявляться в середине октября. За год на территорию района выпадает до 250-300 мм осадков.

1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки Олёкма 1436 км. Берет начало с северных склонов Муруйского хребта. Питание реки Олёкма дождевое и снеговое, роль последнего вниз по течению увеличивается. Летом бурные паводки. Средний расход воды 1950 куб. м/с. Замерзает в октябре, в верховьях в отдельные годы перемерзает с февраля по март; вскрывается в мае.

На всем протяжении течет среди гористой местности. Принимает 202 притока длиной 10 км и более. В бассейне около 21000 водотоков, свыше 9200 озер. Вскрывается в мае, замерзает в октябре.

Средний уклон не превышает 1,5 м/км.

Скорость реки: 1,2 м/с (в межень: 0,9 м/с).

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Олёкма за период 1930-1979 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

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

Таблица 1.1 – Координаты кривых связи верхнего бьефа

Zвб, м	V, км ³	Zвб, расчетный	Разница (Zвб p- Zвб)
157,96	0	157,96	0,00
168,15	1,2	168,15	0,00

Окончание таблицы 1.1

Zвб, м	V, км ³	Zвб, расчетный	Разница (Zвб р- Zвб)
177.78	2.6	177.78	0.00
188.16	4.6	188.16	0.00
197.94	7.15	197.94	0.00
207.94	10.5	207.94	0.00
211.17	11.9	211.17	0.00
212.88	12.8	212.88	0.00
216.01	14.8	216.01	0.00

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи нижнего бьефа по зиме и лету

Отметка НБ	vреки, м/с	ω, м ²	Qлето, м ³ /с	Коеф. зимы	Qзимний, м ³ /с
158	1,25	0	0	0.8	0
160		198	247		198
161		418	522		418
162		835	1043		835
163		1311	1638		1311
164		1879	2348		1879
165		2492	3115		2492

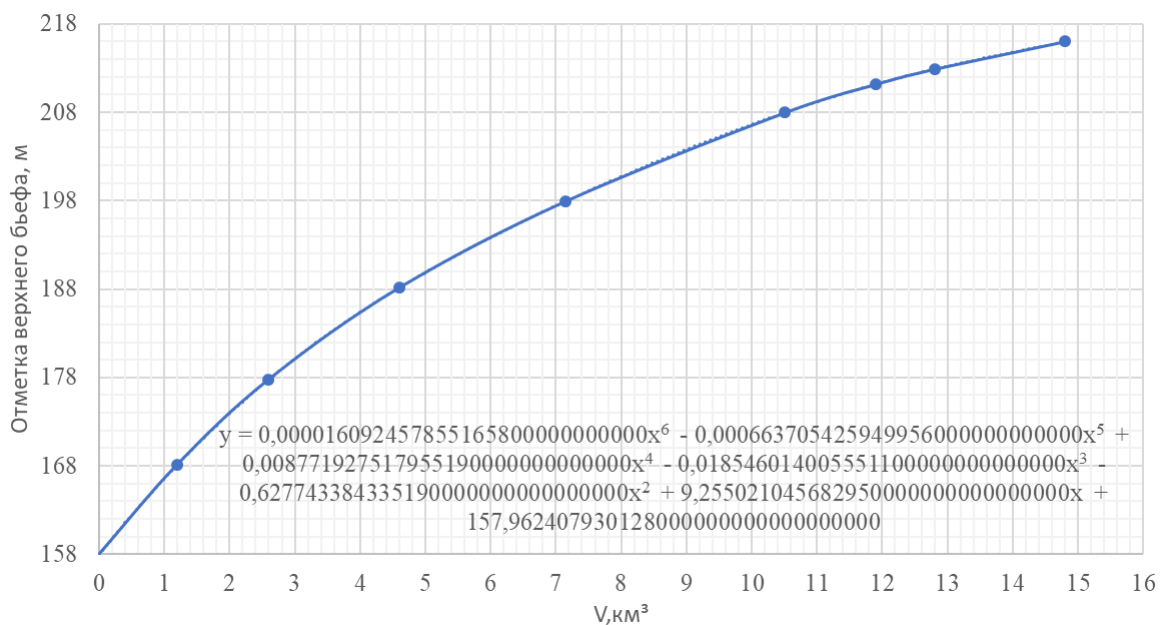


Рисунок 1.1 – Кривые связи объемов и уровней верхнего бьефа

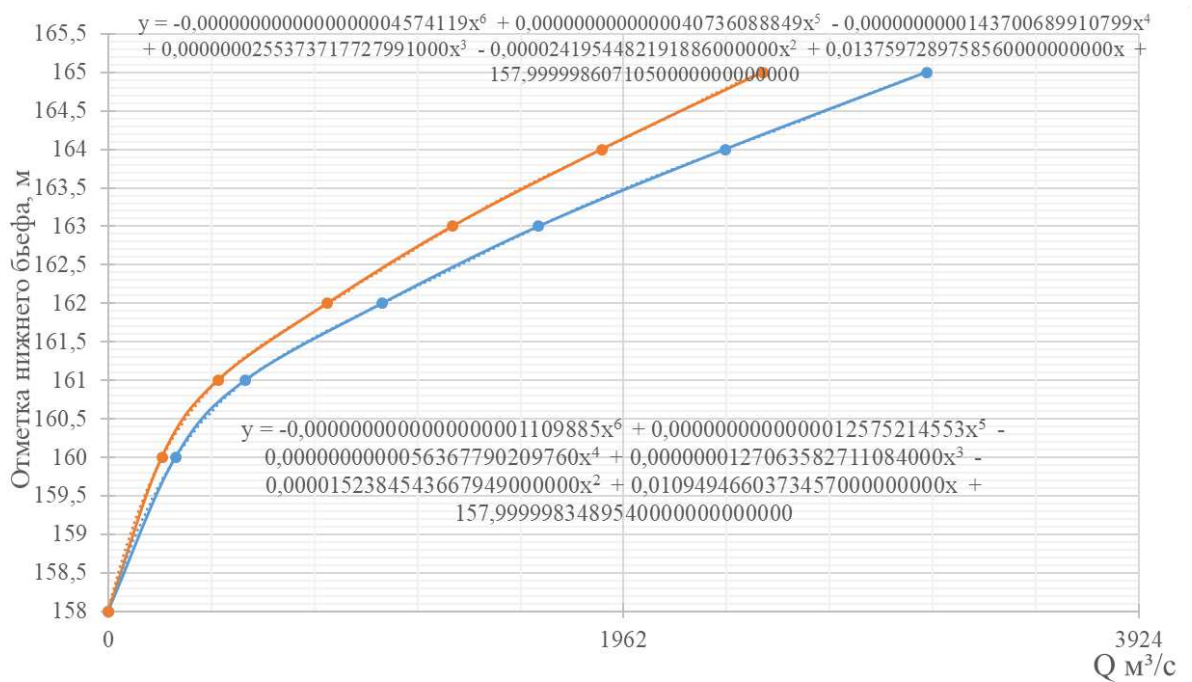


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников водохозяйственного комплекса и потери воды в реке представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВКХ и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{быт90%}	15	10	10	9	505	620	700	526	376	273	70	15
Q _{вхк}	150	150	150	150	160	160	160	160	160	160	150	150
Q _{исп} , м ³ /с	1	1	1	1	3	3	4	3	2	1	1	1
Q _{лед} , м ³ /с	5	5	0	-8	-13	0	0	0	0	0	5	5
Q _{фильтр} , м ³ /с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Q _{шлюз} , м ³ /с	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	0	0
Σ Q _{потерь} , м ³ /с	9	9	4	-4	3	16	17	16	15	14	9	9
Q _{пол.быт.} , м ³ /с	6	1	6	13	502	604	683	510	361	259	61	6
Z _{вб} , м	208	208	208	208	208	208	208	208	208	208	208	208
Z _{нб} , м	158	158	158	158	161	161	161	161	161	160	159	158
H _{пол} , м	41	41	46	54	45	31	30	31	33	34	41	41
N _{быт} , МВт	2	0,42	3	6	197	163	181	141	104	77	22	2
N _{вхк} , МВт	64	64	64	64	68	68	68	68	68	68	64	64

1.1.3 Данные по энергосистеме

Энергосистема: Изолированная

Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 6%;

Коэффициент мощности $k_N = 8,8$.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Олёкминской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Олёкма состоит из гранита.

1.1.5 Сейсмические условия

В результате работ по уточнению исходной сейсмичности пересмотрены первичные описания землетрясений в обширной области за период с 1901 по 1965 годы. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений исторического и инструментального периодов установлено, что на участке Олёкминской ГЭС не наблюдалось землетрясений более 6 баллов.[1]

2. Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья V -X месяцы; к периоду межени I - IV и XI-XII месяцы).

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где n – общее число членов ряда;

m - порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно.

Результаты представлены в приложении Б, таблица Б.1.

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

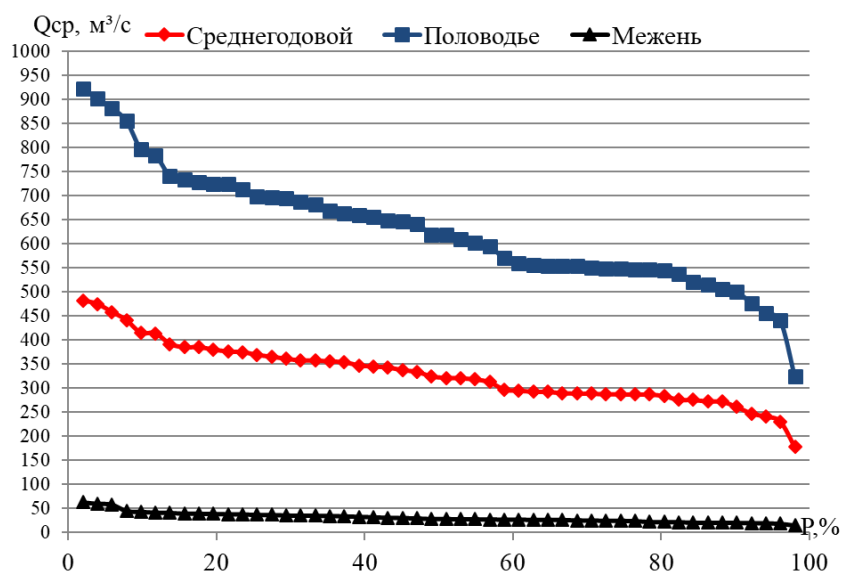


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный (90%) и средневодный (50%) год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1940 год.

В нашем случае для 90% обеспеченности коэффициент приведения равен 1, следовательно, корректировка для 1940 год не требуется.

$$\alpha_M = \frac{Q_{\text{пол,90\%}}}{Q_{M,1940}} = 1. \quad (2.2)$$

Рассчитаем коэффициент приведения для средневодного года. В нашем случае на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой определяем ближайшие года справа и слева от расчетной обеспеченности (1971 и 1951 годы) и высчитываем коэффициенты:

1971 год:

$$\alpha_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\Pi 71}} = \frac{618}{618} = 1,00$$

$$\alpha_M = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{M71}} = \frac{28}{25} = 1,12$$

1951 год:

$$\alpha_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\Pi 51}} = \frac{619}{609} = 1,02$$

$$\alpha_M = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{M51}} = \frac{28}{39} = 0,72$$

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты. Но так как в нашем случае все коэффициенты равны 1, то данная корректировка не требуется.

Далее необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года. Требуется дополнительная корректировка: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Расчеты приведены в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 - Расчетный средневодный год

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	-3	-4	-4	0	-184	-88	27	380	459	113	-11	40
Изменения $Q_{50\%}$	18	29	30	54	344	228	73	-251	-455	-86	31	-16
$Q_{50\%}$ с корректировкой	30	36	36	63	665	760	800	655	380	300	90	39

Таблица 2.2 - Расходы в расчетном маловодном и средневодном году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
P=90%	15	10	10	9	505	620	700	526	376	273	70	15
P=50%	30	36	36	63	665	760	800	655	380	300	90	39

Гидрограф представлен на рисунке 2.2.

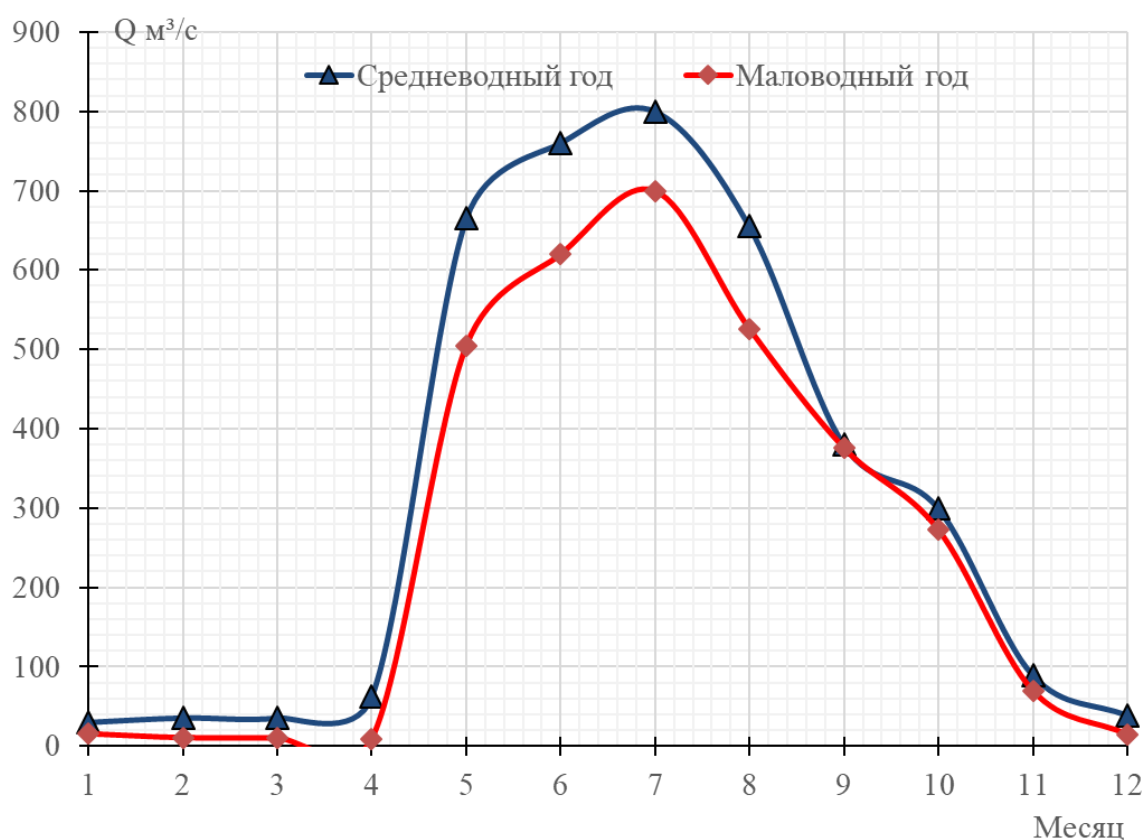


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Определение типа регулирования

Для нахождения полезного объема водохранилища необходимо приблизительно задаться отметкой УМО водохранилища. Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО, которая равна 190,76 м. Объемы, которые соответствуют отметкам НПУ и УМО находятся по кривой связи объемов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

$$V_{\text{НПУ}} = 10,5 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{УМО}} = 5,21 \text{ км}^3;$$

Тогда полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 10,5 - 5,21 = 5,29 \text{ км}^3. \quad (2.3)$$

Для расчета необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полн}}}{\bar{W}}, \quad (2.4)$$

где \bar{W} – среднегодовое количество стока в заданном створе.

$$\bar{W} = \overline{Q_{\text{многолет}}} \cdot t, \quad (2.5)$$

где $\overline{Q_{\text{многолет}}}$ – среднегодовое количество стока из приложения А, таблица А.1;
 t - число секунд в году.

$$\bar{W} = \frac{\overline{Q_{\text{многолет}}} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{321 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 10,12 \text{ км}^3, \quad (2.6)$$

$$\beta = \frac{5,29}{10,12} = 0,52.$$

Для годичного регулирования значение коэффициента должно быть в пределах 0,1 – 0,3, в нашем случае данное условие не выполняется, следовательно, водохранилище многолетнего регулирования.

2.3 Построение суточных графиков нагрузки

Суточные графики нагрузки рассматриваются для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего. Для краткости в дальнейшем первый график называется летним, второй – зимним.

Расчет этих графиков выполняется по методике института “Энергосетьпроект”, так как створ Олёкминского гидроузла располагается в изолированной энергосистеме.

Для заданного района расположения энергосистемы и числа часов использования ее годового максимума нагрузки по справочным данным определяются коэффициенты плотности суточного летнего $\beta^l_{\text{сут}}$ и $\beta^z_{\text{сут}}$ зимнего графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума α_l . [2]. Результаты расчетов представлены в таблице 2.3. Суточный график нагрузки представлен на рисунке 2.3.

Нагрузки в любой час суток зимы и лета вычисляются по формулам:

$$P_t^3 = P_c^{max} (a_t^3 \cdot \beta_{сут}^3 + b_t^3); \quad (2.7)$$

$$P_t^3 = P_c^{max} \cdot a_{л} (a_t^л \cdot \beta_{сут}^л + b_t^л); \quad (2.8)$$

где $\alpha_i^3, b_i^3; \alpha_i^л, b_i^л$ - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы.

Таблица 2.3 – Типовые суточные графики нагрузки энергосистемы

t, чч:мм	P _з , МВт	P _л , МВт	t, чч:мм	P _з , МВт	P _л , МВт
00:00	908	548	12:00	1230	816
01:00	747	506	13:00	1246	838
02:00	726	475	14:00	1353	878
03:00	697	458	15:00	1289	839
04:00	697	458	16:00	1281	787
05:00	726	458	17:00	1558	846
06:00	808	479	18:00	1600	826
07:00	1035	601	19:00	1521	797
08:00	1302	717	20:00	1496	806
09:00	1478	776	21:00	1438	727
10:00	1434	928	22:00	1281	868
11:00	1312	867	23:00	1456	735

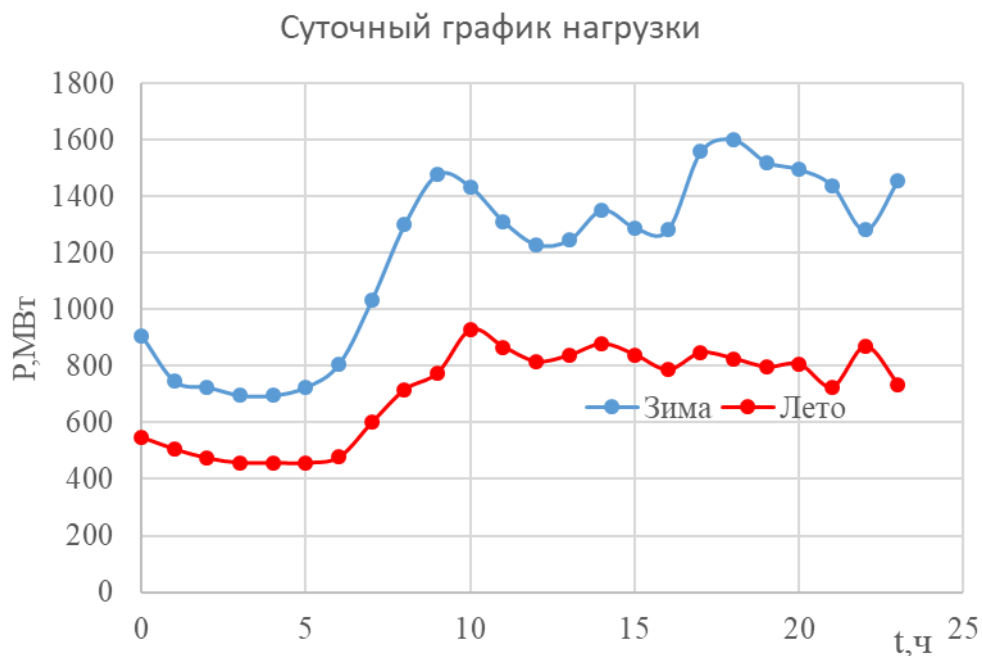


Рисунок 2.3 – Типовые суточные графики нагрузки

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{\max} = a_{\max} + (b_{\max} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ)), \quad (2.9)$$

где t – порядковый номер месяца в году,

a, b – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$a_{\max} = \frac{P_{\text{зим}}^{\max} + P_{\text{лет}}^{\max}}{2}, \quad (2.10)$$

$$b_{\max} = \frac{P_{\text{зим}}^{\max} - P_{\text{лет}}^{\max}}{2}. \quad (2.11)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$P_t^{\text{ср}} = a_{\text{ср}} + b_{\text{ср}} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.12)$$

$$a_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{зим}}^{\text{ср}} + P_{\text{лет}}^{\text{ср}}}{2}, \quad (2.13)$$

$$b_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{зим}}^{\text{ср}} - P_{\text{лет}}^{\text{ср}}}{2}. \quad (2.14)$$

Результаты расчета счета максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения створа ГЭС представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	P_t^{\max}	\bar{P}_t
1	1588,56	1184,39
2	1501,68	1121,98
3	1351,18	1013,86
4	1177,34	888,99
5	1026,70	780,77
6	939,58	718,19
7	939,30	717,99
8	1025,94	780,23
9	1176,30	888,24
10	1350,14	1013,12
11	1500,92	1121,43
12	1588,28	1184,19

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.4.

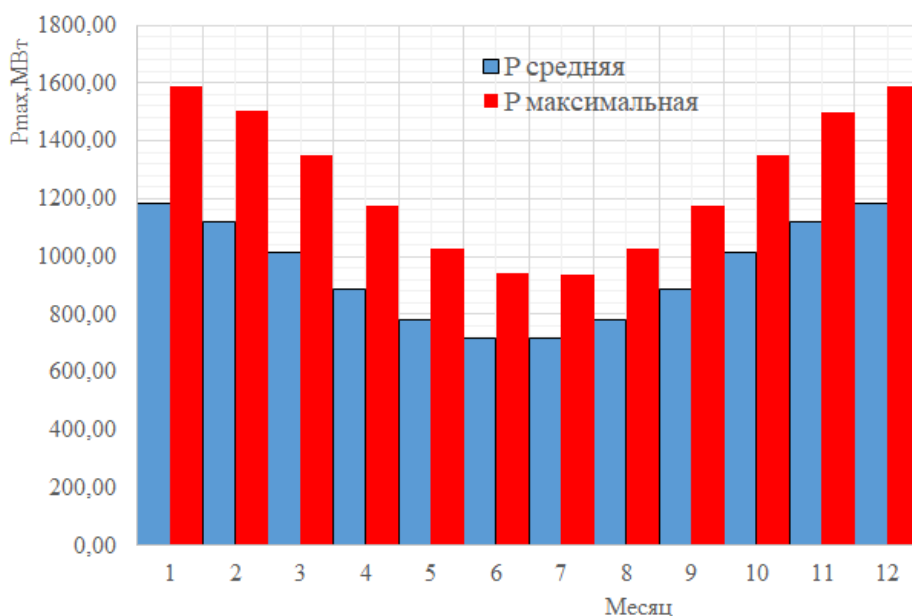


Рисунок 2.4 – Графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.5 Режимы работы ГЭС

2.5.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

Используя кривую связи по нижнему бьефу, произведен расчет работы по бытовому стоку и по ВХК, получены вырабатываемые мощности. Посчитана разность мощности по бытовому стоку и ВХК. Полученные значения просуммированы. Сумма получилась положительной, что соответствует избытку воды, то есть необходимо распределить её по месяцам.

Расчёты по бытовому стоку и требованиям участников ВХК произведены с использованием следующих зависимостей:

$$N_{\text{быт.гэс}} = K_N \cdot Q^{\text{мал}90\%} \cdot H_{\text{подв}}, \quad (2.15)$$

где K_N - коэффициент мощности;

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

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

$$H_{\text{подв}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h, \quad (2.16)$$

где $Z_{\text{вб}}$ - отметка верхнего бьефа (соответствует отметке НПУ=208 м);

$Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t))$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи по условию коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, 0,53 м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}. \quad (2.17)$$

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

Результаты расчетов представлены в таблице 2.5

Таблица 2.5- Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}90\%}$	15	10	10	9	505	620	700	526	376	273	70	15
$Q_{\text{ВХК}}$	150	150	150	150	160	160	160	160	160	160	150	150
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	3	3	4	3	2	1	1	1
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	5	5	0	-8	-13	0	0	0	0	0	5	5
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$Q_{\text{шлюз}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	10	10	10	10	10	10	0	0
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	9	9	4	-4	3	16	17	16	15	14	9	9
$Q_{\text{пол.быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	6	1	6	13	502	604	683	510	361	259	61	6
$Z_{\text{вб}}, \text{м}$	208	208	208	208	208	208	208	208	208	208	208	208
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	158	158	158	158	161	161	161	161	161	160	159	158
$H_{\text{подв}}, \text{м}$	41	41	46	54	45	31	30	31	33	34	41	41
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	2	0,42	3	6	197	163	181	141	104	77	22	2
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	64	64	64	64	68	68	68	68	68	68	64	64
$N_{\text{водот}} - N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	-62	-63	-61	-58	128	94	113	72	35	8	-42	-62

Исходя из данных таблицы 2.5 можно определить, что 11 месяц – это месяц начала сработки водохранилища.

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

которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт}} - N_{\text{вхк}} = 103 \text{ МВт.} \quad (2.18)$$

По данным таблицы 2.6 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.5, на котором излишки бытовой мощности распределяем таким образом, чтобы обеспечить максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сгладить среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Для того, чтобы произвести первый приближенный расчёт гарантированной энергоотдачи, на рисунке 2.5 проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности (черная линия).

Таблица 2.6 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	$P_{\text{ср}}$, МВт	$N_{\text{сущ. гэс}}$, МВт	$N_{\text{быт}}$, МВт	$N_{\text{вхк}}$, МВт
1	1184	372	2	64
2	1121	365	1	64
3	1013	355	3	64
4	888	270	6	64
5	780	250	197	68
6	718	248	163	68
7	717	248	181	68
8	780	250	141	68
9	888	270	104	68
10	1013	355	77	68
11	1121	365	22	64
12	1184	372	2	64

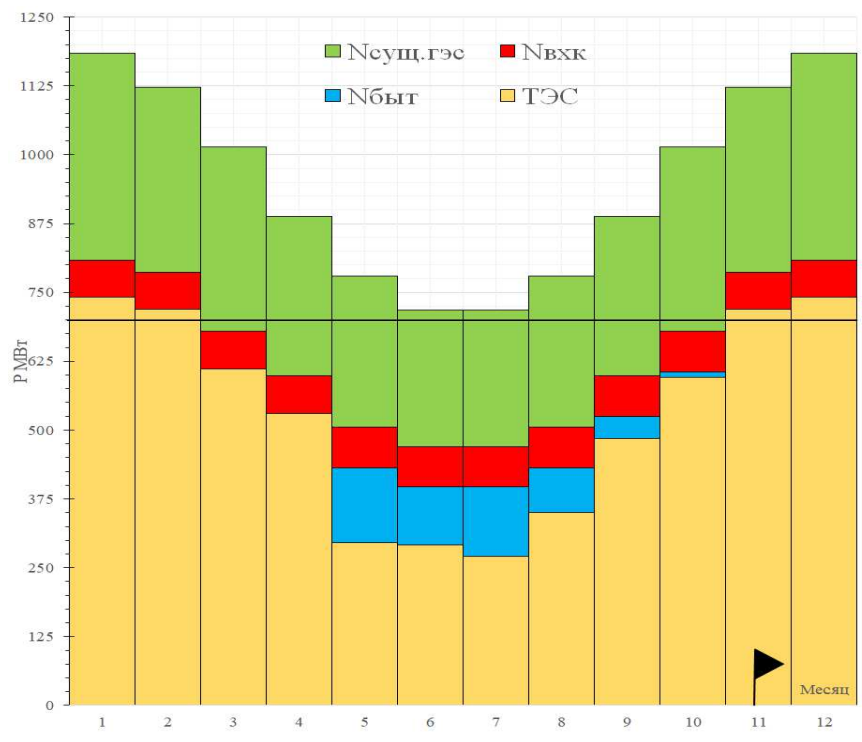


Рисунок 2.5 – Баланс энергии Олёкминской ГЭС

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (11). Из рисунка 2.5 видно, что под регулирование попали 4 месяца, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК. Данные таблицы 2.7 необходимы для проведения 1 итерации ВЭР.

Таблица 2.7 – Гарантированная мощность проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар}}$, МВт	110	85	ВХК								85	110

2.5.2 Водноэнергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном и средневодном годах

Расчет начат с момента, когда водохранилище наполнено, то есть уровень воды в нем равен $\nabla_{\text{НПУ}} = 208 \text{ м}$, $V=10,5 \text{ км}^3$.

Результатами сработки маловодного года является получение отметки УМО (минимальной отметки верхнего бьефа), определение гарантированной мощности, а также определение полезного объема.

По кривой связи объемов водохранилища, при найденной отметке УМО = 190,76 м определяется полезный объем водохранилища.

Полезный объема водохранилища равен $V_{\text{полезный}} = 5,21 \text{ км}^3$.

Гарантированная мощность января, декабря - $N_{\text{гар}} = 171 \text{ МВт}$

Окончательный вариант сработки и наполнения водохранилища приведён в приложении Б, таблица Б.2

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

Рассмотрим режим наполнения водохранилища: режим по мощностям в период наполнения в маловодном году, результаты которого представлены в приложении Б, таблица Б.3

Среднемноголетняя выработка $\mathcal{E}_{\text{ср.многог}} = 940$ млн. кВт·ч.

По данному расчёту построим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном году и объединим его с маловодным (рисунок 2.6).

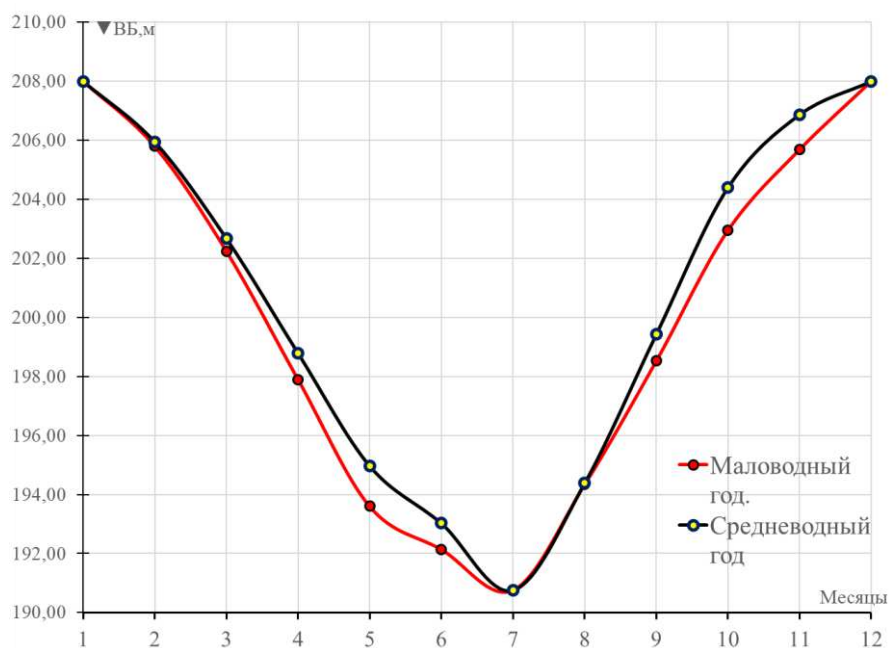


Рисунок 2.6 – График сработки и наполнения водохранилища.

2.6 Определение установленной мощности проектируемой станции

2.6.1 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями. Определение рабочей мощности ГЭС

Для построенных ранее суточных графиков нагрузки строим интегральные кривые нагрузки (ИКН), следующим образом: располагаем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, определяем временные интервалы этих зон и определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчеты представлены для ИКН зимнего периода и летнего в приложении Б, таблица Б.4.

Далее определяем рабочую мощность станции для декабря (января). Чтобы найти мощность для каждого месяца, необходимо построить ИКН для 12 месяцев, но так как ИКН для соседних месяцев схожи, то мы с некоторым приближением считаем их одинаковыми. Следовательно, для декабря и января нам понадобится одна ИКН.

После, вписываем в ИКН треугольник станции, которая будет участвовать в регулировании суточного графика нагрузки.

Суточная гарантированная выработка энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 7,42 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Определим суточную выработку по январю и июню, добавив к выше приведённой выработке 20%, взятых от неё же:

$$\mathcal{E}_{\text{сут.январь}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 8,904 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.},$$

$$\mathcal{E}_{\text{сут.июнь}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 5,936 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Строим треугольник существующей ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной-среднесуточная мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в ИКН (приложение Б, рисунок Б.1), так, чтобы две вершины треугольника касались её.

Используя ИКН, определяем зону работы Вилуйской ГЭС в суточном графике.

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону пика либо полу пика, а также в базу графика нагрузки.

Для этого необходимо при, $Q_{\text{сан.попуска}} = 100 \text{ м}^3/\text{с}$, вычислить:

$$N_{\text{базы}} = \frac{k_n \cdot Q_{\text{сан.попуска}} \cdot H_{\text{гэс}}}{1000} = \frac{8,8 \cdot 100 \cdot 38}{1000} = 34 \text{ МВт} \quad (2.19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{базы}} = \frac{24 \cdot N_{\text{базы}}}{1000} = 0,81 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.20)$$

Вписываем полученные значения базы на ИКН.

Чтобы вписать проектируемую ГЭС в зону пика или полупика необходимо: $N_{\text{гар}}=171 \text{ МВт}$, следовательно:

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = \frac{24 \cdot N_{\text{гар}}}{1000} = 4,104 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{пик}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{баз}} = 4,104 - 0,81 = 3,47 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

Проводим $\mathcal{E}_{\text{пик}}$ на ИКН таким образом, чтобы вершины треугольника коснулись линии ИКН. Катет треугольника параллельный оси Р, примет значение $N_{\text{пик}} = 280 \text{ МВт}$.

В результате, зная мощность базы и пика рассчитаем $N_{\text{раб}}$:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{пик}} + N_{\text{базы}} = 280 + 34 = 314 \text{ МВт}$$

Таким образом, проведя расчет выше делаем вывод, что рабочая мощность ГЭС в декабре и январе равна 314 МВт, также можно заметить, что зона работы Олёкминской ГЭС, в декабре и январе, расположена в полупиковой части суточного графика нагрузки, а также в базовой.

2.6.2 Баланс мощности и расчет установленной мощности

Основой для построения баланса мощности служит годовой график максимальных мощностей.

Для построения необходимо к вычислениям приведенным в пункте 2.6.1, дополнительно построить интегральные кривые графиков нагрузки системы с размещением на них треугольников мощностей ГЭС для каждого месяца и произвести некоторые расчеты.

Расчеты заносятся в таблицу 2.8. ИКН для летних и зимних суток представлены в приложении Б, рисунок Б.2 и Б1.

Таблица 2.8 – Сводная таблица рабочих мощностей для проектируемой ГЭС.

	$N_{\text{баз}}, \text{МВт}$	$\text{Э}_{\text{баз}}, \text{млн КВт}\cdot\text{ч}$	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	$\text{Э}_{\text{гар}}, \text{млн. КВт}\cdot\text{ч}$	$N_{\text{пик}}, \text{МВт}$	$\text{Э}_{\text{пик}}, \text{млн КВт}\cdot\text{ч}$	$N_{\text{раб}}, \text{МВт}$
Январь	34	0,85	171	4,104	280	3,29	314
Февраль	30	0,72	149	3,58	260	3,01	290
Март	28	0,69	41	0,96	52	0,30	79
Апрель	28	0,66	39	0,91	49	0,30	77
Май	29	0,69	41	0,96	51	0,32	79
Июнь	30	0,72	48	1,13	60	0,42	70
Июль	40	0,96	55	1,32	71	0,43	108
Август	39	0,94	61	1,46	78	0,47	119
Сентябрь	42	1,01	64	1,54	80	0,49	123
Октябрь	45	1,07	66	1,58	85	0,51	130
Ноябрь	40	0,96	149	3,58	250	2,61	290
Декабрь	37	0,89	171	4,104	277	3,38	314

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} .

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице 2.9

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:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 = \frac{375}{6} = 63 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.21)$$

Ремонтная площадь проектируемой станции:

$$F_{\text{рем}}^{\text{прк.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{max}}}{6} \cdot 1 = \frac{314}{6} = 52 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{888}{2} = \frac{444}{5} = 89 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.22)$$

Таблица 2.9–Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	P_{max}	$N_{\text{н.р}}$	$N_{\text{а.р}}$	$N_{\text{раб.маx}}$	$N_{\text{н.р}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб.маx}}$	$N_{\text{н.р}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб.маx}}$	$N_{\text{а.р}}$	$N_{\text{рем}}$
I	1588	48	111	375	28		314	20		888	62	
II	1501	45	105	315	30		290	15		866	62	
III	1350	41	95	385	40		79	5		938	62	
IV	1176	35	82	290	31		77	4		811	57	
V	1026	31	72	275	27		79	4		673	47	89
VI	939	28	66	248	20		70	8		621	43	89
VII	939	28	66	248	18		108	10		583	41	89
VIII	1026	31	72	275	20		119	11		632	44	89
IX	1176	35	82	290	29	63	123	6		763	53	89
X	1350	41	95	385	35		130	6	54	885	58	
XI	1501	45	105	315	30		290	15		853	62	

Баланс мощности представлен на рисунке 2.6

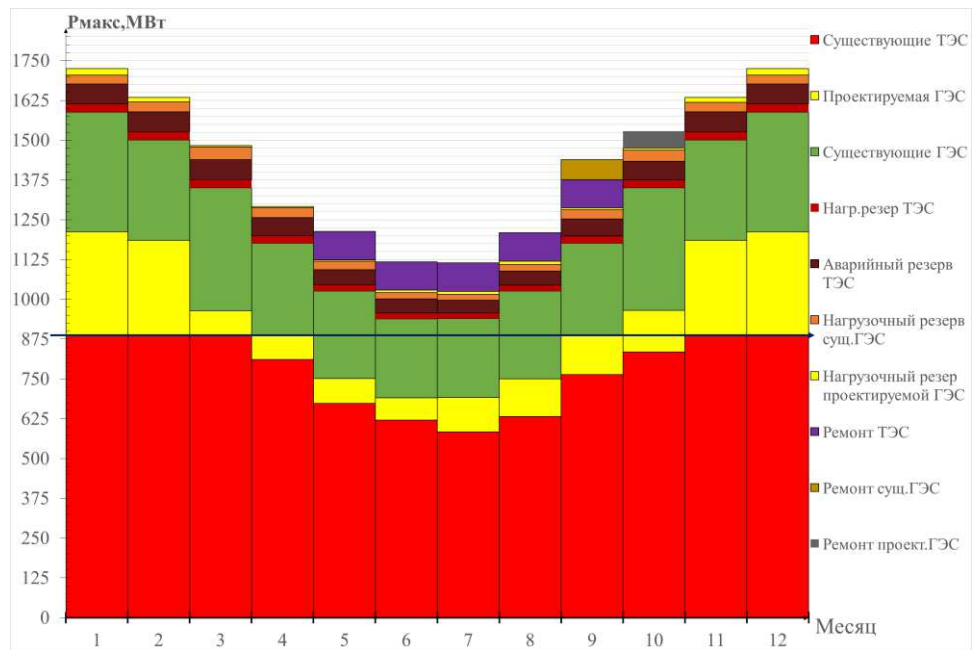


Рисунок 2.6 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС} = 314 + 20 = 324 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

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

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

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе;

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

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

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

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

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

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

где $N_{уст}$ – установленная мощность Олёкминской ГЭС из выражения;

k_N – коэффициент мощности;

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

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

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

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

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

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривые связи нижнего бьефа зимой и летом			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС.	
$Z_{нб}$	$Z_{вб}$	$Q_{нб}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{звб1}$	H	Q	H	Q
м	м	м ³ /с	м	м	м	м	м ³ /с	м	м ³ /с
158,00	158,00	0	49,50	32,23	42,10	55,4	665	37,80	974
160,30	159,70	257	47,19	29,92	39,79	51,1	720	37,30	968
161,30	160,69	523	46,19	28,92	38,79	47,5	775	36,80	961
162,40	161,65	1044	45,06	27,79	37,66	44,4	830	36,30	954
163,60	162,45	1639	43,89	26,62	36,49	41,6	885	35,80	948
164,80	163,37	2349	42,71	25,44	35,31	39,2	940	35,30	941
161,80	164,18	3115	45,66	28,39	38,26	37,8	974	34,80	935

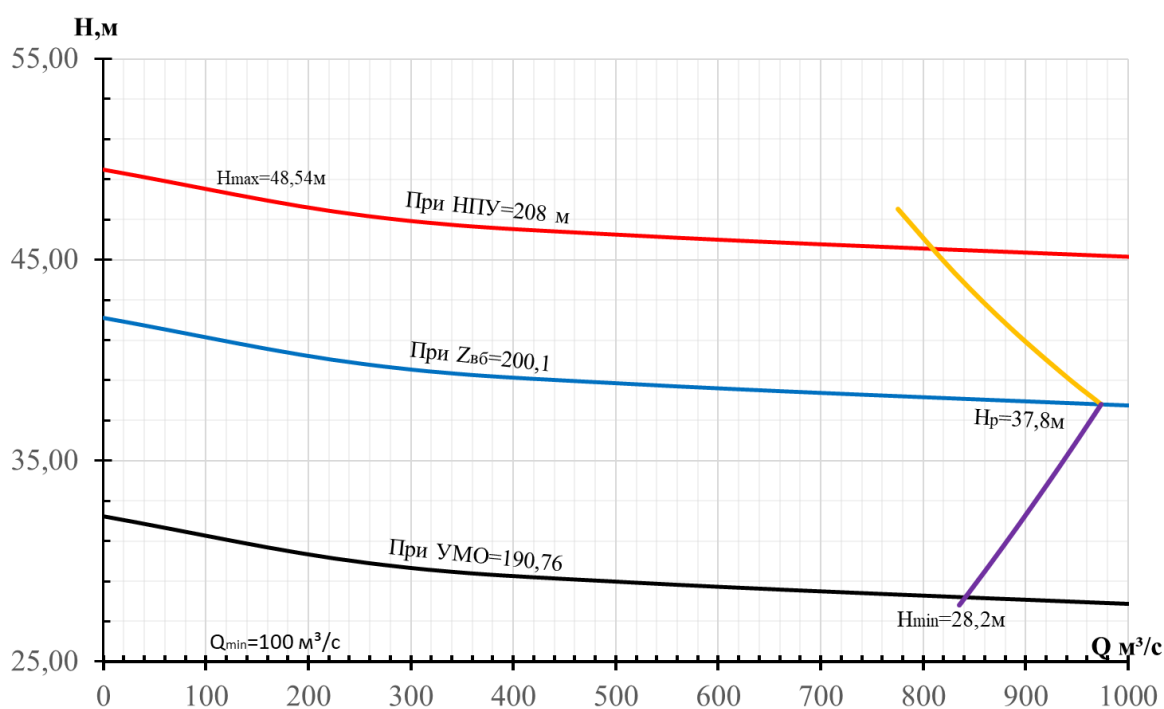


Рисунок 3.1– Режимное поле Олёкминской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{\max} = 48,54 \text{ м,}$$

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

$$Q^{\max} = 976 \text{ м}^3/\text{с,}$$

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

$$H_p = 37,8 \text{ м,}$$

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

$$H_{\min} = 28,2 \text{ м.}$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Выбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра D_1 рабочего колеса и синхронной частоты вращения $n_{\text{синх}}$, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном из режимного поля диапазоне напоров. Выбран тип гидротурбин ПЛ50-В, ПЛД50-В-60°. В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранного типа модельной гидротурбины

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	50	50
H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5
$\eta_{\text{м opt}}$	0,886	0,861

Окончание таблицы 3.2

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В
$\eta_{м\text{ opt}}$	0,886	0,861
$Q_{I\text{ max}}, \text{ л/с}$	1520	1700
$D'_{1\text{ м}}, \text{ м}$	0,46	0,35
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	0,46	0,46
$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	21	16
$\nu_{\text{мод}} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с}$	10	20

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_{\text{мод}}}} \right) \quad (3.4)$$

где η_m - КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$ - диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ - напор модельной турбины;

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_n, \nu_{\text{мод}}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; ν_n при средней температуре воды в году 12°C составляет $1,2102 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I\text{ p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где η_G - коэффициент полезного действия генератора, 0,97.

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где N'_a - мощность агрегата,

$N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=324000 \text{ кВт}$)

Очевидно, в общем случае число агрегатов получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа и, следовательно, затем уточнения мощности агрегата, после округления числа агрегатов до целого

числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Синхронная частота вращения турбины:

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

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

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [3].

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

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

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T_{cp}}}. \quad (3.9)$$

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

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору.

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Расчитанные по формулам (3.5) - (3.10) величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицу 3.4.

Произведения $Q'_I \cdot \eta_T$, в таблице 3.4, представлены в о. е. $\text{л}/\text{с}$ для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим в следующем порядке. В первую очередь отсеиваем типы турбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. Прикидываем положение расчётной точки, и отсеиваем гидротурбины, в которых она левее или очень близко к оптимуму.

Далее отсеиваем турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Расчеты для нескольких диаметров турбины ПЛ50-В, ПЛД50-Б-В представлены в таблицах 3.4, 3.5 соответственно.

Таблица 3.4 - Параметры гидротурбины ПЛ50-В.

D ₁ , м	4,25	5,30	5,6	6	6,30
$\eta_{турб}$	0,9206	0,9228	0,9233	0,9240	0,9244
N _{агр} , МВт	55,9	87,13	97,33	111,81	123,33
Z _{а`}	5,8	3,72	3,33	2,9	2,63
Z _а	6	4	4	3	3
N _{агр} МВт	54	81	81	108	108
m(Δ 1)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
nс`	171,06	137,33	130,01	121,39	115,64
n _{синхр}	187,5	142,80	136,40	125,00	125,00
n1`H _{min}	147,21	139,65	140,90	138,30	145,18
n1`H _p	127,15	120,62	121,70	119,45	125,39
n1`H _{max}	112,21	106,44	107,40	105,41	110,66
Q1* η_p	1,352	1,304	1,168	1,357	1,230
$\eta_{расчетный}$	0,888	0,895	0,910	0,889	0,902
Q1* η_{max}	0,929	0,896	0,817	0,932	0,846
Q _{max}	1002	501	448	390	354
Q _{min}	1315	657	588	512	464

Таблица 3.5 - Параметры гидротурбины ПЛД50-В

D ₁ , м	4,25	5,30	5,6	6	6,3
$\eta_{турб}$	0,9127	0,9150	0,9155	0,9162	0,9167
N _{агр} , МВт	61,97	96,62	107,94	124	136,78

Окончание таблицы 3.5

$D_{1,м}$	4,25	5,30	5,6	6	6,3
$Za`$	5,2	3,35	3,00	2,61	2,4
Za	6	4	3	3	3
$N_{агр}$ МВт	54	81	108	108	108
$m(\Delta 1)$	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
$nc`$	190,61	135,13	127,93	119,44	113,79
$n_{синхр}$	200	142,80	136,40	125,00	125
$n1`H_{min}$	137,27	138,25	139,49	136,91	143,72
$n1`H_p$	118,57	119,41	120,48	118,26	124,14
$n1`H_{max}$	104,63	105,38	106,32	104,36	109,55
$Q1*\eta_p$	1,352	1,304	1,557	1,357	1,23
$\eta_{расчетный}$	0,888	0,885	0,820	0,878	0,895
$Q1*\eta_{max}$	0,929	0,896	0,817	0,932	0,846
Q_{max}	772	496	444	387	350
Q_{min}	1013	650	582	507	460

Проведём анализ выбранных диаметров по следующим критериям:

- 1) Максимальный КПД;
- 2) Оптимальная рабочая зона турбины;
- 3) Сокращение количества агрегатов;

Также необходимо на главной универсальной характеристике построить зону работы для каждого выбранного диаметра.

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛ50-В-425, ПЛД50-В-425 и ПЛД50-В-630 выбывают из рассмотрения, так как рабочая точка выходит за линию ограничения мощности, а также турбина ПЛД50-В-560 так как расчетная точка находится за пределами зоны работы турбины.

Таким образом, продолжим расчет для следующих турбин: ПЛ50-В-530, ПЛ50-В-560, ПЛ50-В-600, ПЛ50-В-630, ПЛД50-В-530, ПЛ50Д-В-560, ПЛД50-В-600.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

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

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего

бьефа и характеристики $H_S(Q_{НБ})$ при различном числе работающих агрегатов ГЭС.

Отметку установки рабочего колеса для её бескавитационной работы находим по формуле:

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.11)$$

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

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

- 1) Работа одного агрегата при установленной мощности при НПУ.
- 2) Работа одного агрегат с установленной мощностью при H_p .
- 3) Работа одного агрегата при минимальном напоре с соответствующей мощностью.

Формула для определения высоты отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_S + \Delta Z_{х.пл.}, \quad (3.12)$$

Где ΔH_S – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

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

$\Delta Z_{х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{х.пл.}=0$.

Рассмотрим режимы для гидротурбины ПЛ50-В-560.

1) Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке НПУ

На главной универсальной характеристике (приложение В, рисунок В.1) данному режиму работы при $n'_{мин} = 107,4 \frac{об}{мин}$ соответствует $Q' = 0,9 \frac{м^3}{с}$. В найденной точке определяем $\sigma = 0,208$. По формуле подобия находим расход для натурной турбины:

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max}} = 0,9 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{48,54} = 197,63 \frac{м^3}{с} \quad (3.13)$$

По кривой связи НБ определяем $\nabla Z_{НБ}(Q_a) = 159,67$ м.

Определяем высоту отсасывания по формуле 3.12:

$$H_S = 10,33 - \frac{159,67}{900} - 0,208 \cdot 48,54 - 1,5 = -1,44 \text{ м.}$$

2) Работа одного агрегата с установленной мощностью при отметке расчётном напоре

На главной универсальной характеристике (приложение В, рисунок В.1) данному режиму работы при $n'_p = 121,7 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$ соответствует $Q' = 1,285 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$. В найденной точке определяем $\sigma = 0,396$. По формуле подобия находим расход для натурной турбины:

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,285 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{37,8} = 251,1 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

По кривой связи НБ определяем $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 159,97 \text{ м.}$
Определяем высоту отсасывания по формуле 3.12:

$$H_S = 10,33 - \frac{159,97}{900} - 0,396 \cdot 37,8 - 1,5 = -6,32 \text{ м.}$$

3) Работа одного агрегата при минимальном напоре с соответствующей мощностью:

На главной универсальной характеристике (приложение В, рисунок В.1) данному режиму работы при $n'_{\text{max}} = 140,9 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$ соответствует $Q' = 1,13 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$. В найденной точке определяем $\sigma = 0,35$. По формуле подобия находим расход для натурной турбины:

$$Q = Q' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}}} = 1,13 \cdot 5,6^2 \cdot \sqrt{28,2} = 191,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

По кривой связи НБ определяем $\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 159,62 \text{ м.}$
Определяем высоту отсасывания по формуле 3.12:

$$H_S = 10,33 - \frac{159,62}{900} - 0,35 \cdot 28,2 - 1,5 = -1,22 \text{ м.}$$

Результаты расчетов и для других турбин представлены в приложении В, таблица В.1

Из анализа полученных вариантов для ПЛ50 и ПЛД50, была выбрана турбина ПЛ50-В-560, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H_S которое обеспечивает бескавитационный режим.

Отметка установки РК: 153,65 м

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяем основные геометрические размеры гидротурбины [4].

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2,67 \cdot D_1 = 2,267 \cdot 5,6 = 12,7 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 5,6 = 9,74 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 225^\circ.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 5,6 = 16,4 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,828 \cdot D_1 = 4,828 \cdot 5,6 = 27,04 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,917 \cdot D_1 = 2,917 \cdot 5,6 = 16,33 \text{ м.} \quad (3.18)$$

3.3 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме из справочника [5] определяется тип маслонапорной установки для напора 50 м и D1 – 5,6 м: МНУ 10/1-40-12,5-2,

где: 10 - объем гидроаккумулятора

1 - количество гидроаккумуляторов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²

12,5 – вместительность сливного бака в м³

2- количество насосов.

По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина поворотнo-лопастная, мной был выбран ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника - 150мм.

Выбранный регулятор: ЭГРК-2И1-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР - электрогидравлический регулятор

И - на интегральных микросхемах

150- диаметр главного золотника

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть ГЭС

4.1 Выбор структурной схемы 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.

В районе расположения проектируемой ГЭС существуют подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Олёкма» 220 кВ с расстоянием 100 км.

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 одиночными блоками и укрупненными блоками. На рисунке 4.1 представлены схемы для одного блока.

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

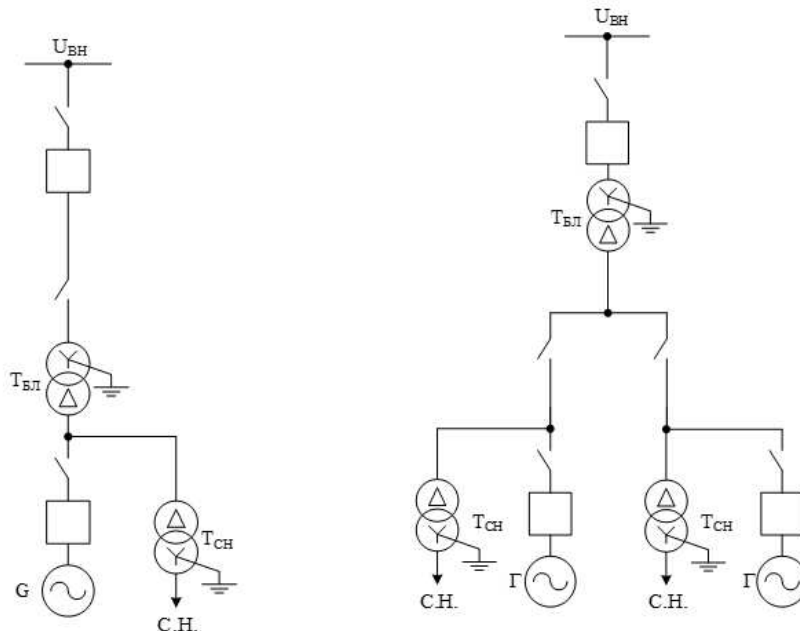


Рисунок 4.1-Схема с одиночным и укрупнённым блоком

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Исходя из параметров гидротурбины можем наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

По справочным данным выбираем гидрогенератор СВ972/150-44УХЛ4. Номинальные данные занесены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Характеристики генератора СВ-972/150-44УХЛ4

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	$\cos\varphi$	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ кА	КПД, %	$n_{\text{ном}},$ об/мин	x_d''	x_d'	x_d
СВ-972/150-44	95	85	13,8	3,95	98,2	136,4	0,21	0,26	0,91

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{85 - 0,85}{0,9} = 93,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

Таблица 4.2 – Характеристики ТДЦ-125000/220-У1 УХЛ1.

$S_{\text{ном}}$	$U_{\text{н}}$		$U_{\text{к}},\%$	$dP_{\text{к}}$	$dP_{\text{хх}}$	$I_{\text{хх}}$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
125000	242	13,8	11	380	90	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов, 1/год

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

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_b = 60$ - среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

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

Где $n_{\text{т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{93,5}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 482,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч,} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2; \quad (4.6)$$

$$I_{\text{пот}} = 785,5 \cdot 0,006 + 482,7 \cdot 0,009 = 9 \text{ тыс. руб.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 9,057 = 36 \text{ тыс.руб}$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\text{Г ном}} - P_{\text{СН}})}{\cos \varphi} = \frac{2(85 - 0,85)}{0,9} = 187 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.7)$$

Таблица 4.3 - Характеристики ТДЦ-250000/220-У1 УХЛ1

S _{ном}	U _н		U _к , %	dP _к	dP _{xx}	I _{xx}
	U _{вн}	U _{нн}				
250000	242	13,8	11	600	150	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов, 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;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{т}} \cdot dP_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,15 \cdot 8728 = 1571,04 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,6}{2} \cdot \left(\frac{187}{250}\right)^2 \cdot 2405 = 381,12 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{н}} \cdot \beta_2;$$

$$I_{\text{пот}} = 1571,04 \cdot 0,006 + 381,12 \cdot 0,009 = 12,856 \text{ млн. руб.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 2 \cdot 12,856 = 25,8 \text{ млн.руб}$$

4.3 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

Доля мощности, потребляемой на СН станции, составляет 1% от $N_{уст}$:

$$S_{с.н} = 0,01 \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi} = 0,01 \cdot \frac{324}{0,9} = 3,6 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

Условие выбора трансформатора СН:

$$S_{ТСН} \geq S_{с.н} \quad (4.9)$$

Исходя из условия, принимаем ТСЗП-4000/13,8, параметры представлены в таблице 4.4

Таблица 4.4– Характеристики трансформатор ТСЗП-4000/13,8

$S_{ном}$	U_n		$U_k, \%$	$dP_k, \text{кВт}$	$dP_{хх}, \text{кВт}$	$I_{хх}$
	$U_{вн}$	$U_{нн}$				
1	13,8	6	6,5	19,5	4,6	0,2

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Число отходящих линий:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{СН}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 4 \cdot \left(\frac{85 - 0,85}{0,9} \right) = 374 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.10)$$

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{P_{нат}}{\cos\varphi_c}} + 1 = \frac{374}{\frac{135}{0,85}} + 1 = 2,25 + 1 = 3, \quad (4.11)$$

где P_{Γ} – мощность генератора.

$P_{СН}$ – доля СН

$P_{нат}$ – выбирается из ПУЭ в зависимости от класса напряжения системы.

$$I_{раб} = \frac{S_{сум}}{n \cdot U_{ном} \cdot \sqrt{3}} = \frac{374}{3 \cdot 220 \cdot \sqrt{3}} = 0,327 \text{ кА}, \quad (4.12)$$

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 0,327 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,343 \text{ кА} \quad (4.13)$$

где α_i – коэффициент учитывающий участие потребителей в тах нагрузке;
 α_t – коэффициент учитывающий изменение тока процессе эксплуатации.

Выбор сечения проводов:

По методу экономической плотности тока выбираем проводом марки АС-240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 615$ А

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{сум}}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{374}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,490 \text{ кА.} \quad (4.14)$$

Таблица 4.5 – Характеристики провода АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 , См/км
1	0,162	0,413	0,264

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле 4.15:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{Т.с.н.}} + t \cdot K_{\text{круз}}, \quad (4.15)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (60 млн. руб.);
 $K_{\text{Т.с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (8 млн.руб.);
 $K_{\text{круз}}$ – стоимость ячейки КРУЭ;
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек КРУЭ

Стоимость одной ячейки КРУЭ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{\text{круз}} = 4 \text{ млн.руб}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле 4.15:

$$K_1 = 4 \cdot 60 + 3 \cdot 8 + 9 \cdot 4 = 300 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле 4.15:

$$K_2 = 2 \cdot 130 + 3 \cdot 8 + 7 \cdot 4 = 312 \text{ млн. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.16)$$

где $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле 4.16:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 300000000 + 36230 = 45036230 \text{ руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле 4.16:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 312000000 + 25720 = 46825720 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

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

$$P = \frac{|45036230 - 46825720|}{74146,308} \cdot 100\% = 4 \%. \quad (4.18)$$

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

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [6] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

4.6 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{95,83} = 0,4372 \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

где x_d'' - относительное сверхпереходное сопротивление по продольной оси, о.е.
Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_*'' \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,594 \text{ кВ}, \quad (4.20)$$

где E_*'' - среднее значение сверхпереходных ЭДС при номинальных условиях, для гидрогенераторов с демпферными обмотками и электроэнергетических систем.

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_K\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом}. \quad (4.21)$$

Индуктивное сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом}. \quad (4.22)$$

Индуктивное сопротивление линий:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,413 \cdot 100 = 41,3 \text{ Ом}. \quad (4.23)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{\phi 1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}. \quad (4.24)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057 \quad (4.25)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,4372}{0,045 \cdot 314} = 0,031 \text{ Ом}; \quad (4.26)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,162 \cdot 100 = 16,2 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,38 \cdot 230^2}{125^2} = 1,287 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.2 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.3 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Генератор 1		14				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Генератор 2		14				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Генератор 3		14				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Генератор 4		14				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 1		14				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 2		14				
7	<input type="checkbox"/>			y	7	Блок 3		14				
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Блок 4		14				
9	<input type="checkbox"/>			y	9	КРУЭ		230				
10	<input type="checkbox"/>			y	10	Система		230				

Рисунок 4.2 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tp0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	5		Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	6		Генератор 2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9		Блок 1 - КРУЭ	1,29	51,54					0,057
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	9		Блок 2 - КРУЭ	1,29	51,54					0,057
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	9	10		КРУЭ - Система	16,20	41,30					
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	7		Генератор 3 - Блок 3							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	8		Генератор 4 - Блок 4							
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	7	9		Блок 3 - КРУЭ	1,29	51,54					0,057
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	8	9		Блок 4 - КРУЭ	1,29	51,54					0,057

Рисунок 4.3 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Урон	yp.E	yp.Урон	I1	dt1	I2	dt2	I0	dt0	Ia	dtA	Ib	dtb	Ic	dtc
1			1	Генератор 1	1	0,031	0,437	0,031	0,437	0,031	0,437	15,594				0,173	-88,547				0,173	-88,547	-0,173	-28,547	0,173	31,453	
2			2	Генератор 2	2	0,031	0,437	0,031	0,437	0,031	0,437	15,594				0,173	-88,547				0,173	-88,547	-0,173	-28,547	0,173	31,453	
3			3	Генератор 3	3	0,031	0,437	0,031	0,440	0,031	0,437	15,594				0,173	-88,544				0,173	-88,544	-0,173	-28,544	0,173	31,456	
4			4	Генератор 4	4	0,031	0,437	0,031	0,440	0,031	0,437	15,594				0,173	-88,544				0,173	-88,544	-0,173	-28,544	0,173	31,456	
5			5	Система	10	32,090	352,667	32,090	352,667	32,090	352,667	230,000				0,335	-83,012				0,335	-83,012	-0,335	-23,012	0,335	36,988	

Рисунок 4.4 – Исходные данные по генераторам

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	9	18,65	29,01
3ф	9	12,45	19,37
3ф	1	20,68	52,64

4.6.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого 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:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} ; \quad (4.30)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 4 = 4,2 \text{ кА}; \quad (4.31)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}(-5\%)} = \frac{85}{\sqrt{3} \cdot 218,5} = 0,25 \text{ кА}. \quad (4.32)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{361,78}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,32 \text{ кА}. \quad (4.33)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{361,78}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,48 \text{ кА}. \quad (4.34)$$

4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{НОМ.с.}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \cdot$$

$$V_{\text{к,норм}} \geq V_{\text{к,расч}} \cdot$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–15 и разъединитель РВПЗ–20/12500 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15-50/6300 УЗ	Разъединитель РВПЗ-20/12500 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4200 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 20,68 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 160 \text{ кА}$
$i_y = 52,64 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 410 \text{ кА}$
Время отключения	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 20,68^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 17,10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 50^2 \cdot 3 =$ $= 7500 \text{ кА} \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 160^2 \cdot 3 =$ $= 76800 \text{ кА} \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	M201	RS232	0,5	4
В цепи ротора:				
Синхронизатор	SYNCHROТАСТ 5	RS232 MODBUS	0,5	25
				$\Sigma = 29 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20–I. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-I представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3951 \text{ А}$	5000 А

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-15. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-06-15 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 15 / 450 УХЛ1.

Для защиты от перенапряжений цепи 220 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН – 220-УХЛ1

4.9 Выбор параметров КРУЭ

Используя каталог отечественного производителя АО ВО «Электроаппарат» выбираем ячейку КРУЭ ЯГГ-220. Данная ячейка является одним из новейших поколений коммутационного оборудования, разработанного «Электроаппарат».

Каталожные данные ячейки представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчетные данные.	ЯГГ-220
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 320 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 18.65 \text{ кА}$	$I_{\text{ном,откл}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 29,01 \text{ кА}$	$I_{\text{T}} = 40 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

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

Ячейка КРУЭ укомплектована трансформатором тока и трансформаторами напряжения:

Класс точности измерения тока: 0,2S

Класс точности защиты тока: 5P

Класс точности измерения напряжения: 0,2

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Технические параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, технические данные по силовому трансформатору в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-972/150-44 УХЛ4
Мощность номинальная	полная, МВА	95
	активная, МВт	85
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности ($\cos\varphi$)		0,9
Частота сети, Гц		50
Номинальная частота вращения, об/мин		136,4
Номинальный ток статора, А		3951
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1538
Индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,22
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное x_d	0,91
	переходное x'_d	0,26
	сверхпереходное x''_d	0,21
Емкость обмотки статора, мкФ/фаза		0,9

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-125000/220-УХЛ1
номинальная мощность, МВА	125
номинальное напряжение, кВ	242
напряжение короткого замыкания, %	11,00
группа соединений	Y_H/Δ

5.2 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо выполнить расчет номинальных токов на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^1 = \frac{P_{\text{ном}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{85 \cdot 10^3 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3951 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^2 = \frac{I_{\text{нг}}^1 \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{3951 \cdot 1}{5000/5} = 3,95 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность генератора возбуждения:

$$I_{\text{нг.вг.}} = \frac{I_{\text{ном.рот.}}}{1,2255} = \frac{1538}{1,2255} = 1255 \text{ А;} \quad (5.3)$$

$$S_{\text{вг}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}} \cdot I_{\text{нн.вг.}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1255 = 869 \text{ кВА.} \quad (5.4)$$

Принимаем генератор мощностью 900 кВА

Номинальный ток вспомогательного генератора:

$$I_{\text{нг.вг.}}^1 = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1299 \text{ А}$$

$$I_{\text{нг.вг.}}^2 = \frac{1299}{2000/5} = 3,25 \text{ А} \quad (5.5)$$

5.3 Перечень защит блока генератор-трансформатор

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

На гидрогенераторе СВ972/150-44УХЛ4 устанавливаются защиты от:

- 1) замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- 2) замыканий на землю обмотки ротора генератора
- 3) продольная дифференциальная защита генератора от многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- 4) перегрузки генератора токами обратной последовательности
- 5) симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;
- 6) перегрузки обмотки ротора генератора током возбуждения

- 7) повышения напряжения на статоре генератора и трансформаторе блока
- 8) замыканий на землю в одной точке цепи возбуждения
- 9) асинхронного режима с потерей возбуждения
- 10) асинхронного режима без потери возбуждения генератора
- 11) повышения напряжения
- 12) длительной форсировки
- 13) устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения
- 14) устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора
- 15) понижения частоты на холостом ходу генератора

На силовом трансформаторе устанавливаются защиты от:

- 1) дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- 2) многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- 3) замыканий между витками в обмотках трансформатора;
- 4) понижения уровня масла в баке трансформатора;
- 5) Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 220 кВ;
- 6) Резервная максимальная токовая защита;
- 7) Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- 8) Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- 9) Защита от потери охлаждения;
- 10) Защита от перегрева масла;
- 11) Защита от перегрева КИВ 220;

На линиях электропередачи 220 кВ:

Основные защиты:

дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 1) 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- 2) токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 3) 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- 4) для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

Противоаварийная автоматика:

- 5) автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН);
- 6) автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР).

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора

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

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

Номинальный ток генератора: $I_H = 3951$ А.

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

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

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3951 = 197,6 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{нб(н)} = 2 \cdot 197,6 = 395,1 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{ср0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3951 = 592,7 \text{ А} \quad (5.8)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{нб(кз)} = K_{ап} \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{макс}, \quad (5.9)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_G''}{X_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,21} \cdot 3951 = 21262 \text{ А} \quad (5.10)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 21262 = 2126,2 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

где $K_H = 2$ – Коэффициент надежности;
 I_T – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{2126,2 \cdot 2}{21262} = 0,2$$

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.12)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.13)$$

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

Для обеспечения надёжной работы при больших токах КЗ в зоне действия, предусматривается ТО с током срабатывания:

$$I_{\text{ОТС}} = 2 \div 12 I_H.$$

Принимаем уставку:

$$I_{отс} = 6I_H = 23707 \text{ А.}$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

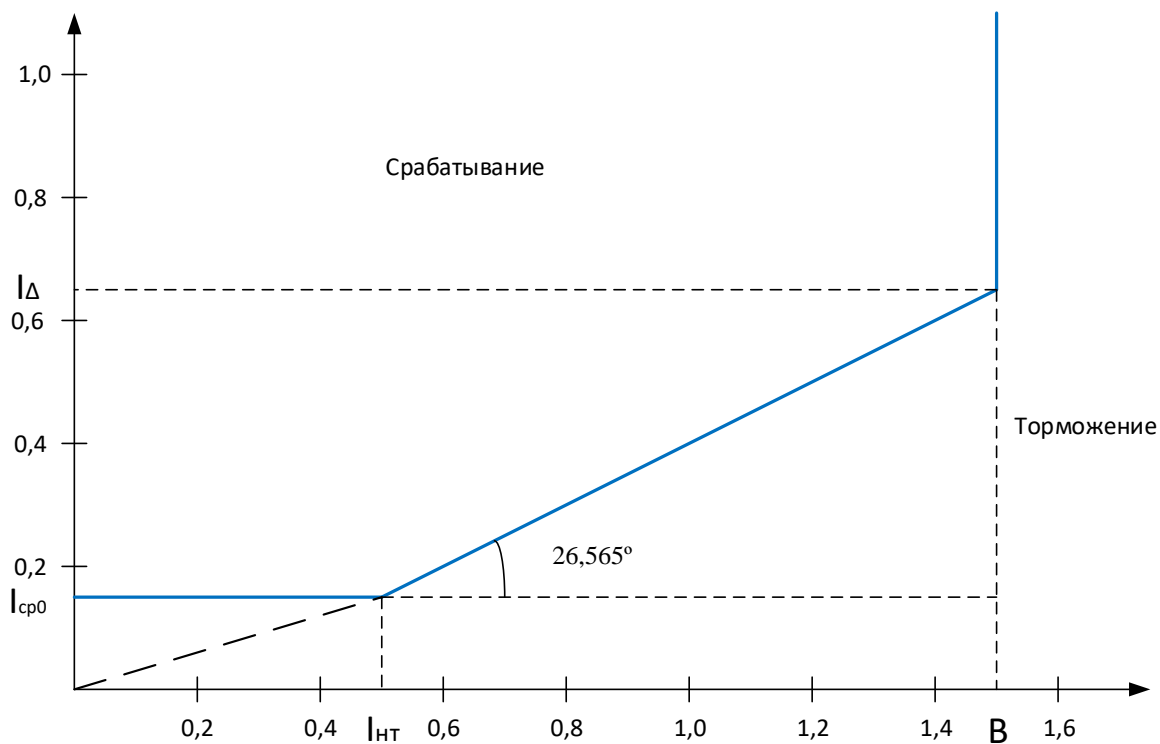


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

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

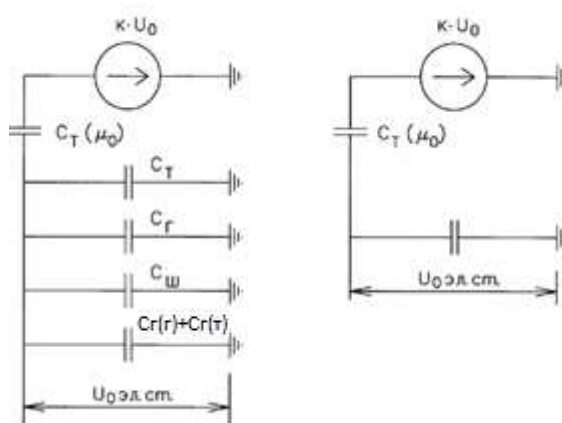


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T \cdot (\mu_0)}{C_T \cdot (\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.14)$$

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

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

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,010 мкФ/фазу;

$C_Г$ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,48 мкФ/фазу (по данным завода);

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

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

$C_{\text{ВГ}}$ – ёмкость генераторного выключателя 10,5 кВ. Принимаем равной 0,25 мкФ/фазу.

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,6 \text{ кВ} \quad (5.15)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \text{ мкФ/фаз} \quad (5.16)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} \quad (5.17)$$

$$I_c = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,265 \cdot 10^{-6} = 9,48 \text{ А}$$

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

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46600 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 218,8 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 218,8}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 1,44 \text{ В,} \quad (5.18)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,1+2} = 0,323 \text{ о.е.} \quad (5.19)$$

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

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения

Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.20)$$

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

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

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.21)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_H, \quad (5.22)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.23)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 3951 = 276,6 \text{ А} \quad (5.24)$$

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

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

Уставка равна:

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3951 = 592,6 \text{ А} \quad (5.27)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2} \quad (5.28)$$

$$A_{и0} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{ср} \quad (5.29)$$

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

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

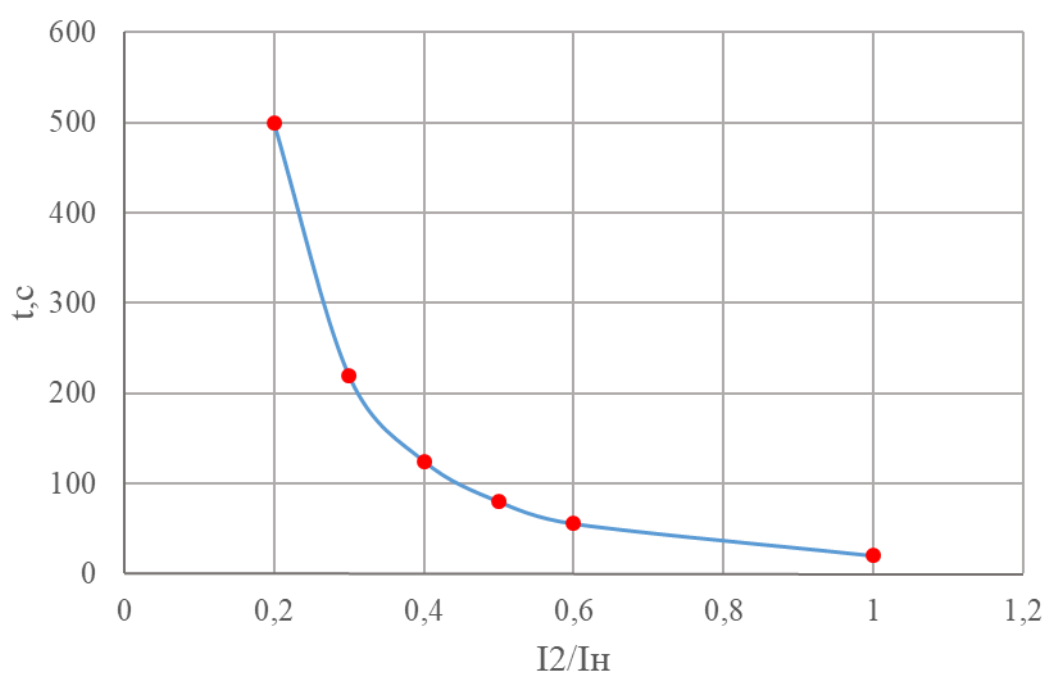


Рисунок 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного

охлаждения» ($I_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100$ 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 КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

При двухфазном коротком замыкании в конце линии 220 кВ:

$$I_{2с.з}^* = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_T^* + X_{дВН}^* + X_L^*)} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (0,084 + 64,58 + 2,23)} = 0,0057. \quad (5.30)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.з.} \leq 2 \cdot I_{2сз}^* \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 2 \cdot 0,0057 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,201 \cdot I_{НОМ} \quad (5.31)$$

где $x_{дВН}^*$ - сопротивление прямой и обратной последовательности генератора в относительных единицах;

X_T^* - сопротивление прямой и обратной последовательности трансформатора в относительных единицах;

$K_{ч} = 1,3$ – коэффициент чувствительности

X_L^* - сопротивление прямой и обратной последовательности ЛЭП;

$$X_T^* = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{95}{125} = 0,084 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

$$X_{дВН}^* = X_d'' \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,21 \cdot \frac{95}{95} \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 64,58 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

$$X_L^* = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ВН}^2} = 0,42 \cdot 3 \cdot \frac{200}{6 \cdot 242^2} = 2,23 \text{ о. е.} \quad (5.34)$$

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

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B}, \quad (5.35)$$

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H.$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.36)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4:

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

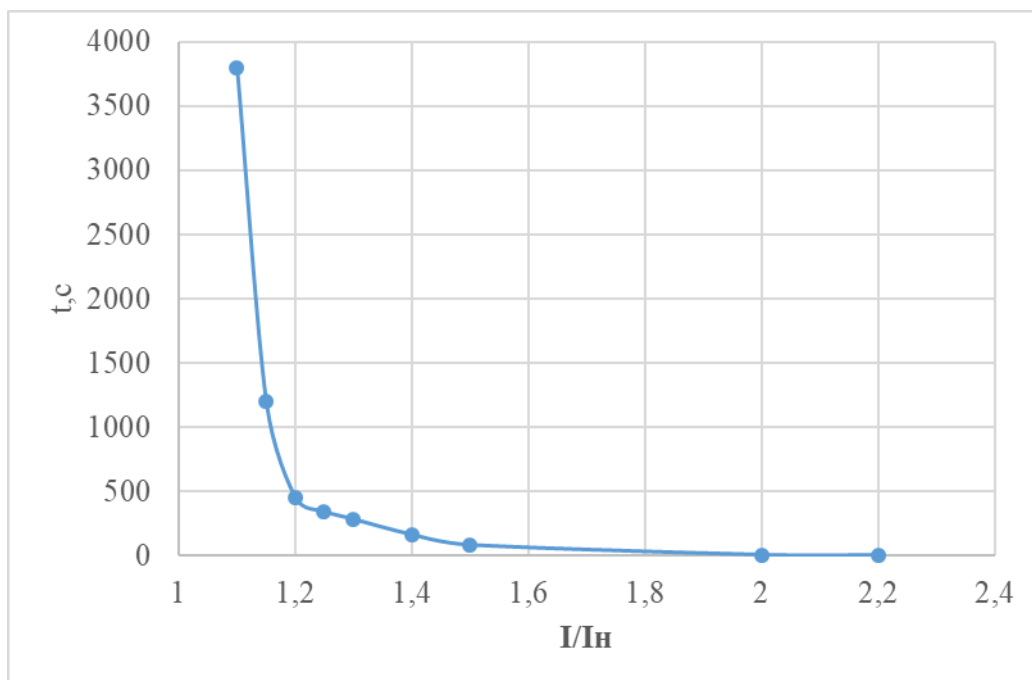


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ}. \quad (5.37)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.38)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 220 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{3} \cdot 22,2 = 47,14 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$Z'_{1Л}$ – сопротивление ЛЭП.

$$Z_T = 0,14 \cdot \frac{242^2}{125} = 65,6 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{(X_{уд})^2 + (R_{уд})^2} \cdot 4 \quad (5.41)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{(0,42 \cdot 100)^2 + (0,162 \cdot 100)^2} = 44,36 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{95}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{95}{242^2} \cdot 1,2 = 0,064 \text{ о. е.} \quad (5.42)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,06 \cdot 2 = 0,13 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{95} = 2$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,13 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{13800}{95}} = 0,89 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,9 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3951} = 2,016 \text{ Ом,} \quad (5.45)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,01 - 0,95}{0,91} = 3,37 \text{ о. е.} \quad (5.46)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.47)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,379. \quad (5.48)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о. е.,} \quad (5.49)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,345 \cdot \frac{13,8^2}{95} = 0,69 \text{ Ом} \quad (5.50)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,69 \cdot 5000/5}{13800/100} = 5 \text{ Ом}, \quad (5.51)$$

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

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,0195 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,75 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты в первичных Омах представлена на рисунке 5.5

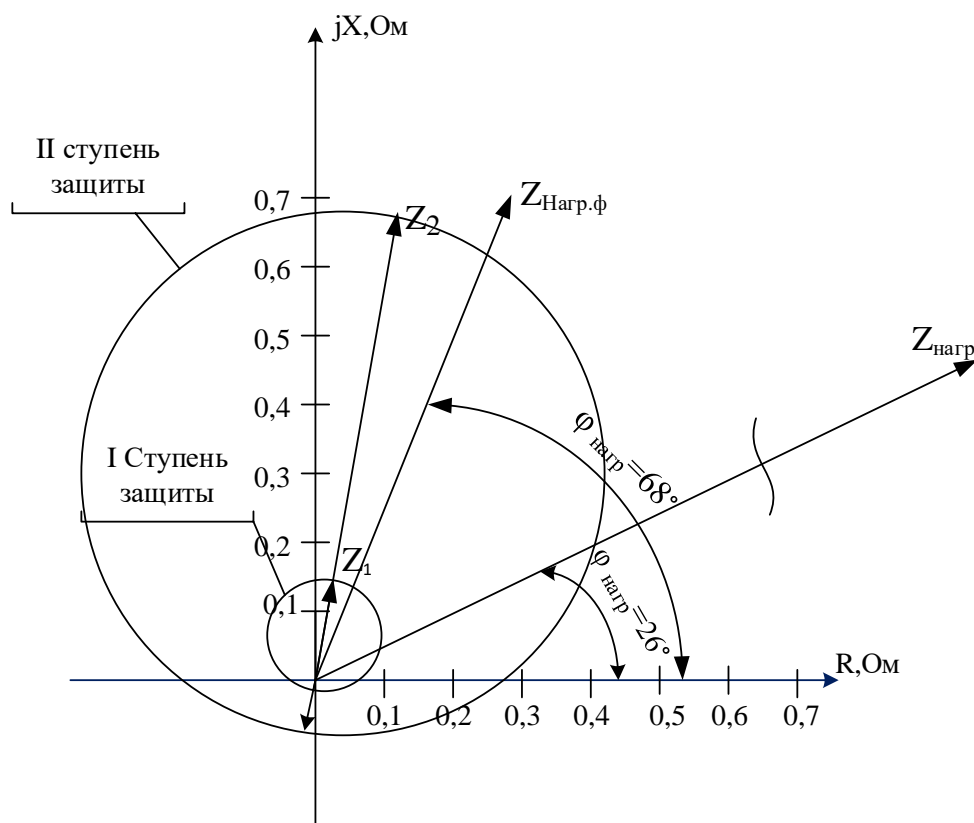


Рисунок 5.5- Характеристика срабатывания дистанционной защиты в первичных Омах

5.4.7 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.52)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.53)$$

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

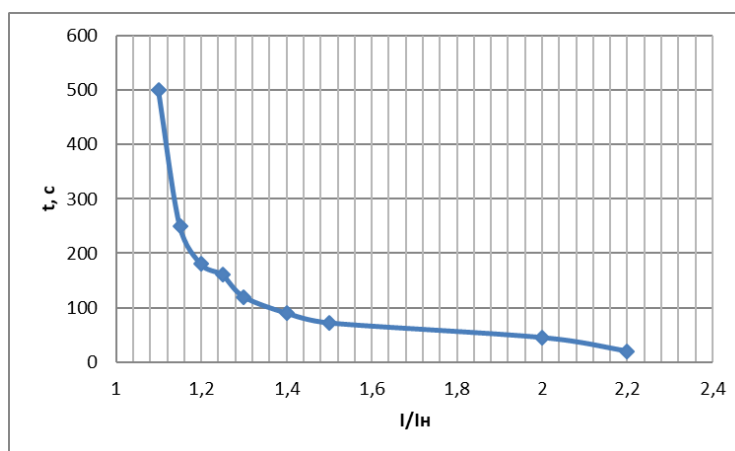


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,14 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.54)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор был выбран шкаф защиты генератора, работающего на сборные шины фирмы «ЭКРА» - ШЭ1111-993BS.

Шкаф ШЭ1111-993BS выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Для каждого комплекта защит должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы.

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

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Перед началом проведения расчетов, определяем класс гидротехнического сооружения (ГТС). Высота находится в пределах 60-100 м на скальном основании. Мощность ГЭС ($N_{уст} = 324$ МВт) находится в промежутке 300-1000 МВт. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС 0 человек.

На основании вышеизложенных данных по СП 58.13330.2012 делаем вывод от том, что ГТС имеет II класс.

6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

За отметку гребня глухой бетонной плотины $\nabla_{ГБП}$ принимаем отметку, вычисленную по формуле:

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

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

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

где $h_{1\%}$ - высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

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

Высоту ветрового нагона рассчитываем по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,8 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{17^2 \cdot 1700}{9,8 \cdot 25} \cdot 1 = 0,00367 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где K_w - коэффициент, зависящий от скорости ветра;

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V) \cdot 10^{-7} = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot 17) \cdot 10^{-7} = 1,8 \cdot 10^{-6} \quad (6.4)$$

$V_w = 17$ м/с – расчетная скорость ветра;

L – длина разгона волны, м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{208 - 158}{2} = 25 \text{ м}. \quad (6.5)$$

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

1. Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2} = 58$ и $\frac{gt}{V_w} = 12464$,

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

2. Из графика [7, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

Для $\frac{gL}{V_w^2} = 58$: параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,015$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,4$.

Для $\frac{gt}{V_w} = 12464$: параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,085$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,2$.

Принимаем наименьшие значения и используем их для вычисления среднего периода волны \bar{T} (с) и средней высоты волны \bar{h} (м).

$$\bar{T} = \frac{1,4 \cdot V}{g} = \frac{1,4 \cdot 17}{9,81} = 2,43 \text{ с}; \quad (6.6)$$

$$\bar{h} = \frac{0,015 \cdot V^2}{g} = \frac{0,015 \cdot 17^2}{9,81} = 0,44 \text{ м}. \quad (6.7)$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,43^2}{2 \cdot 3,14} = 9,22 \text{ м}. \quad (6.8)$$

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

$$25 > 4,61$$

5. Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 2,09 \cdot 0,44 = 0,919 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где $K_i = 2,09$ – коэффициент, определяемый по графику [7, приложение 1, рис.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

Таким образом по формуле 6.1:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_s = 208 + 0,92 + 0,00367 + 0,6 = 209,5 \text{ м}.$$

6.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС $-Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более: $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n < 6$.

С учетом того, что на Олёкминской ГЭС запроектировано 4 гидроагрегата выбирается количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов $n - 1 = 3$.

$$Q_p = Q_{max.осн} - Q_{ГЭС} - Q_{авр} = Q_{1,0\%} - (n - 1) \cdot Q_{1ГА} - \frac{V_{полез}}{t_{сраб}}. \quad (6.10)$$

где $Q_{max.осн} = 1962 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расход для основного расчетного случая **1,0%** обеспеченности для II класса сооружений.

$$H_{осн} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{1\%}) = 208,00 - 163,5 = 44,51 \text{ м}, \quad (6.11)$$

$$Q_{ГЭС} = (n - 1)Q_{1ГА} = (4 - 1) \cdot 251,15 = 753,45 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.12)$$

$$Q_{авар} = \frac{V_{полез}}{t_{сраб}} = \frac{5,3 \cdot 10^9}{10368000} = 511,188 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.13)$$

где $V_{полез} = 5,3 \cdot 10^9$, м^3 полезный объём водохранилища;
 $t_{сраб} = 10368000$, с – время сработки водохранилища.

$$Q_p = 1962 - 753,45 - 511,188 = 697,362 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_v}, \quad (6.14)$$

где q_v – удельный расход на водосливе, равный

$$q_v = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.15)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.16)$$

где $h_{\text{НБ}} = 5,5$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla \text{НБ} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн. макс}}$;

$[v_h] = 5$ м/с – допустимая скорость на рисберме;

$$q_p = [v]_h \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 5,5 = 27,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 27,5 = 34,375 \frac{\text{м}^3}{\text{с}},$$

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{697,362}{34,375} = 20,29 \text{ м},$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того

$$B = b \cdot n,$$

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

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования равной 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30 м.

Принимаем 2 пролета по 12 метров.

$$B = b \cdot n = 12 \cdot 2 = 24 \text{ м}.$$

6.4 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.17)$$

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{697,362}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,638 \text{ м}, \quad (6.18)$$

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

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n-1)\varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.20)$$

где b и n – указаны выше;

$\varepsilon_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\varepsilon_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a и от формы верховой грани быка.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{5,638}{12} = 0,946,$$

$$H_{02} = \left(\frac{697,362}{0,49 \cdot 0,946 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,85 \text{ м},$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g}, \quad (6.21)$$

Где

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА})(B + (n-1)\delta_\phi)}, \quad (6.22)$$

Согласно рекомендациям, для $b=12$ м, толщина быка (по Березинскому) принимается в диапазоне от $0,2 \cdot b$ до $0,25 \cdot b$, либо больше. В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка $\delta_\phi = 3$ м .

$$V_0 = \frac{697,362}{(208 - 158) \cdot (24 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,517 \frac{\text{м}}{\text{с}},$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 5,851 - \frac{1,1 \cdot 0,606^2}{2 \cdot 9,81} = 5,84 \text{ м,}$$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст}, \quad (6.23)$$

где $H_{ст}$ – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом, принимаем $H_{ст} = 6$ м.

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 208 - 6 = 202 \text{ м}$$

$$\text{Отметка гребня быка: } \nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 202 + 1,6 \cdot 6 = 211,6 \text{ м}$$

Отметка гребня бетонной плотины равна 209,5 м, а рассчитанная отметка гребня быка равна 211,6 м, следовательно принимаем за отметку гребня плотины $\nabla_{ГП} = 211,6$ м. Тогда длина плотины по гребню 460 метров.

6.5 Пропуск расходов через донные отверстия и аварийного водосброса

Определим общую площадь водосбросных отверстий $\omega_{во}$, затем назначим размеры водосбросных отверстий:

$$Q = \mu \omega_{во} \sqrt{2gH_{во}}, \quad (6.24)$$

$$\omega_{во} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{во}}} = \frac{511,188}{0,81 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,5}} = 20,9 \text{ м}^2 \quad (6.25)$$

где Q – расход, сбрасываемый через одно отверстие $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$;

$\omega_{во}$ – площадь выходных отверстий, м^2 ;

μ – коэффициент расхода, равный $0,8 \div 0,82$.

$H_{во}$ – напор над центром выходного отверстия:

$$H_{во} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ВО} = 208 - 161,5 = 46,5 \text{ м,} \quad (6.26)$$

где $\nabla_{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия.

$$\nabla_{ВО} = \nabla_{ПО} + \frac{h_{во}}{2} = 160 + \frac{3}{2} = 161,5 \text{ м,} \quad (6.27)$$

где $h_{во} = 3$ м – высота отверстия, принятая предварительно, м;

$\nabla_{ПО}$ – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla_{ПО} = \nabla_{ДНА} + h_{п} = 158 + 2 = 160 \text{ м,} \quad (6.28)$$

где $h_{\text{п}} = 2$ м – высота порога, м.

Ширина выходного отверстия:

$$b'_{\text{во}} = \frac{\omega_{\text{во}}}{h_{\text{во}}} = \frac{20,9}{3} = 6,97 \text{ м}$$

Количество донных водосбросов $n = 2$. Следовательно ширина одного донного водосброса:

$$b_{\text{во}} = \frac{b'_{\text{во}}}{2} = \frac{6,97}{2} = 3,49 \text{ м}$$

Окончательно принимаем $b_{\text{во}} = 4$ м

В итоге аварийный водосброс состоит из двух отверстий размером 4х3 м каждый.

Таким образом, ширина потока на водобое равна ширине 5 секций (2-основной водосброс, 2-аварийный водосброс, 1-глухая секция) за исключением толщины краевых устоев:

$$B_b = 5 \cdot 15 - 2 \cdot 1,5 = 72 \text{ м}$$

6.6. Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем тип гидравлического прыжка за водосливом.

Вычисляем критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha(Q_p + Q_{\text{ав}})^2}{B_b^2 \cdot g}}, \quad (6.29)$$

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

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha(Q_p + Q_{\text{ав}})^2}{B_b^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1(697+511)^2}{72^2 \cdot 9,81}} = 3,16, \text{ м}$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 208 - 158 = 50 \text{ м.}$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} - h'_{c1})}}, \quad (6.30)$$

$$h'_{c1} = \frac{16,8}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (208 - 158 - 0)}} = 0,595 \text{ м},$$

$$\text{где } q_c = \frac{Q}{B_B} = \frac{1208}{72} = 16,8 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Уточняем величину h'_{c1} :

$$h'_{c1} = \frac{16,8}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (208 - 158 - 0,6)}} = 0,6 \text{ м}$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right), \quad (6.31)$$

$$h''_{c,2} = \frac{0,6}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,16}{0,6} \right)^3} - 1 \right) = 10,0 \text{ м}$$

Так как $h_{\text{нб}} = 5,5 \text{ м}$, а вторая сопряжённая глубина равна 10, следовательно, прыжок отогнанный, и требуется дополнительный гаситель энергии потока, принимаем водобойную стенку.

6.7 Расчёт водобойной стенки

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 10 - 4,76 = 6,24 \text{ м}, \quad (6.32)$$

Ширина водобойной стенки:

$$b_{\text{ст}} = 4 \text{ м}$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор над водобойной стенкой, равный:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\sigma \cdot q^2}{2g(\sigma h_c'')^2}, \quad (6.33)$$

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{16,8}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 16,8^2}{2 \cdot 9,81 (1,1 \cdot 10)^2} = 4,76 \text{ м}$$

где $q = \frac{Q_p}{B_b} = \frac{1208,55}{72} = 16,8 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$ – удельный расход.

σ – коэффициент запаса равный 1,1

m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива, принимается $m = 0,35$.

Выполняем проверку сопряжения бьефов за стенкой при:

$$T_0 = H_{\text{ст}} + h_{\text{ст}} = 4,76 + 6,24 = 11 \text{ м}, \quad (6.34)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{16,8}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11 - 0)}} = 1,27 \text{ м}, \quad (6.35)$$

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{16,8}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11 - 1,27)}} = 1,35 \text{ м},$$

По формуле 6.31:

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,35}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,16}{1,35} \right)^3} - 1 \right) = 6,2 \text{ м}$$

Так как $h_{\text{нб}} = 5,5$ м, а вторая сопряжённая глубина равна 6,2 м. За стенкой образуется отогнанный прыжок, произведем расчеты второй водобойной стенки.

Напор надо водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст2}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\sigma \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}, \quad (6.36)$$

$$H_{\text{ст2}} = \left(\frac{16,8}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 16,8^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 6,2)^2} = 4,55 \text{ м}$$

Высота второй водобойной стенки:

$$h_{\text{ст2}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст2}}, \quad (6.37)$$

$$h_{\text{ст2}} = 1,1 \cdot 6,2 - 4,55 = 2,27 \text{ м}$$

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{ст2} + H_{ст2}, \quad (6.38)$$

$$T_0 = 2,27 + 4,55 = 6,82 \text{ м.}$$

Определим сопряженные глубины по формуле 6.35 и 6.31:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{16,8}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (6,82 - 0)}} = 1,61 \text{ м}$$

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{16,8}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (6,82 - 1,61)}} = 1,84 \text{ м}$$

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,84}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,16}{1,84} \right)^3} - 1 \right) = 5 \text{ м}$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_{c,2} = 5 \text{ м} < h_{нб} = 5,5 \text{ м}$.имеем затопленный прыжок.

6.8 Проверка на пропуск поперочного расхода

Проверим достаточность водопрпускной способности водосливной плотины при сбросе поперочного расчетного расхода. Определяется расход поперочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ.

$$Q_p = Q_{max.пов} - Q_{ГЭС} - Q_{авр} = Q_{0,1\%} - 4 \cdot Q_{1ГА} - \frac{V_{полез}}{t_{сраб}}, \quad (6.39)$$

где n – количество проектируемых ГА;

$Q_{max.пов} = 2425,89 \text{ м}^3/\text{с}$ - максимальный расчётный расход при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений.

$$H_{осн} = НПУ - УНБ(Q_{0,1\%}) = 208,00 - 164,1 = 43,9 \text{ м}, \quad (6.40)$$

$$Q_{ГЭС} = n \cdot Q_{1ГА} = 4 \cdot 251,15 = 1004,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.41)$$

$$Q_{авар} = \frac{V_{полез}}{t_{сраб}} = \frac{5,3 \cdot 10^9}{10368000} = 511,188 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.42)$$

$$Q_{p.пов} = 2425,89 - 1004,6 - 511,188 = 910,102 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.43)$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{910,102}{0,49 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,733 \text{ м},$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{p.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}; \quad (6.44)$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n-1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.45)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{6,733}{12} = 0,936,$$

По формуле 6.44:

$$H_{02пов} = \left(\frac{910,102}{0,49 \cdot 0,936 \cdot 24 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,04 \text{ м};$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0пов} = \frac{Q_{p.пов}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)}, \quad (6.46)$$

$$V_{0пов} = \frac{910,102}{(209 - 158) \cdot (24 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,66 \text{ м/с},$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимаем равной 209 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 7,04 - \frac{1,1 \cdot 0,66^2}{2 \cdot 9,81} = 7,02 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 202 + 7,02 = 209,02 \text{ м.} \quad (6.48)$$

Выбираем отметку ФПУ = 209,02 м, так как при рассчитанной отметке обеспечивается пропуск поверочного расхода.

6.9 Конструирование бетонной плотины

6.9.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию. Как показывает опыт для гравитационной бетонной плотины на скальном основании оптимальным профилем является прямоугольный треугольник с заложение с низовой гранью $m_n = 0,7$.

Тогда:

$$h = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 208 - 155 = 53 \text{ м,} \quad (6.49)$$

$$B = m_n \cdot h = 0,7 \cdot 53 = 37,1 \text{ м,} \quad (6.50)$$

$$\nabla \text{ПОД} = \nabla \text{ДНА} - b_b = 158 - 3 = 155 \text{ м,} \quad (6.51)$$

Предварительные расчеты показали, что проверка на сдвиг произошла с малым коэффициентом запаса, поэтому принимаем $B = 38$.

6.9.2 Разрезка плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами.

Расстояние между швами водосливной плотины определяют по формуле:

$$S = \delta_b + b = 3 + 12 = 15 \text{ м,} \quad (6.52)$$

где δ_6 – толщина быка;
 b – ширина пролета.

Температурные швы для плотин на скальном основании имеют ширину 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

6.9.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Расчет произведен в пункте 6.4, толщина быка равна 3 м.

Ширина паза ремонтного затвора 0,8 м глубина 0,5 м. Ширина паза рабочего затвора принимаем 1 м. Глубина паза рабочего затвора принимаем равной 0,5 м.

Расстояние между пазами 2 м.

6.9.4 Устои

В нашем случае устои будут разделительный между водосливом зданием ГЭС и сопрягающий с берегом.

6.9.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусмотрен дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

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

$$a_{др} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{кр,т}} = \frac{59,04 \cdot 1,20}{25} = 2,35 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНО} = 208 - 158 = 50$ м – напор над расчетным сечением;

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

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

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 2,5 м, диаметр скважины принимаем равным 0,2 м.

6.9.6 Галереи в теле плотины.

В теле плотины предусмотрены продольные галереи. Продольные галереи расположены с шагом по высоте 15 м относительно друг друга.

Галерея цементационной завесы располагается на высоте 3 м от подошвы плотины. Ширина галереи 3 м, высота 3,5 м.

Галерея для дренажа располагается над дном. Её ширина 3 м, высота 3,5 м.

Смотровые галереи расположены выше максимального уровня нижнего бьефа. Они служат для обеспечения самотечного отвода воды из вышележащей части плотины, контроля состояния бетона плотины и уплотнений швов, размещения контрольно-измерительной аппаратуры и др. Их ширина 2 м, высота 2,5 м.

6.9.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале, для уменьшения фильтрационного расхода устраиваем цементационную завесу.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_{\text{зав}} > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{\text{кр},m}} \quad (6.54)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равный 1,2 (для плотин II класса);

$J_{\text{кр},m}$ – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 15.

Напор на цементационной завесе, отнесённый к максимальному напору, равен:

$$\frac{H_3}{H_d} = 0,4,$$

Отсюда:

$$H_3 = 0,4H_d = 0,4 \cdot 49,04 = 19,6 \text{ м}, \quad (6.55)$$

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{мин}} = 208 - 158,96 = 49,04 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где $\nabla \text{УНБ}_{\text{мин}} = f(Q_{\text{вхк}} = 100 \text{ м}^3/\text{с}) = 158,96 \text{ м}$.

Тогда потери напора на завесе равны:

$$\Delta H_3 = H_d - H_3 = 49,04 - 19,6 = 29,44 \text{ м}. \quad (6.57)$$

Тогда толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{29,44 \cdot 1,2}{15} > 2,35 \text{ м};$$

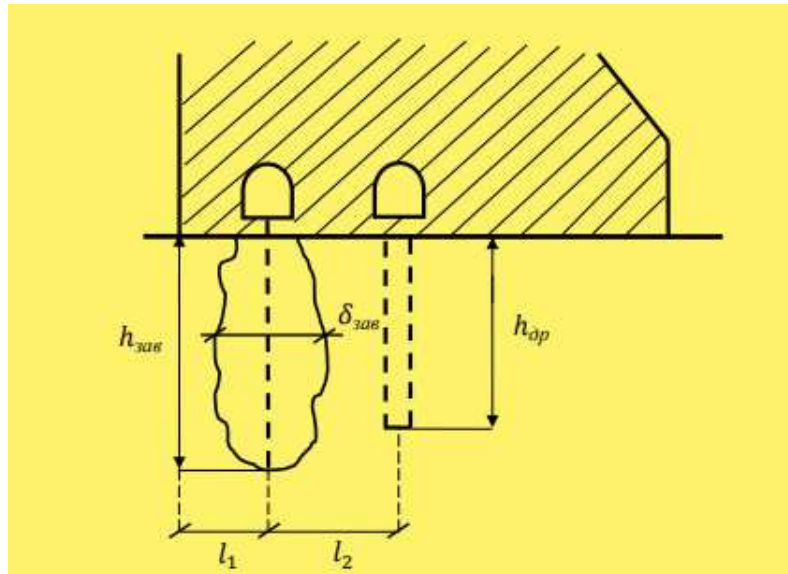


Рисунок 6.1- Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Принимаем $l_1 = 4$ м, $l_2 = 5$ м.

Глубина цементационной завесы (рисунок 6.1):

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d, \quad (6.58)$$

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot 49,04 = (24,5 \div 39,2) \text{ м.}$$

Принимаю $h_{зав} = 30$ м.

Глубина дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав}, \quad (6.59)$$

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot 30 = (15 \div 21) \text{ м.}$$

Принимаем $h_{др} = 18$ м.

6.9.8 Построение профиля водослива по координатам Кригера – Офицера

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст} = 6$ м определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются таблицы 6.1 на $H_{ст}$. Оголовок плотины на рисунке 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля

X, м	Y, м	X, м	Y, м	X, м	Y, м
0	0,756	4,8	0,876	9,6	4,584
0,6	0,216	5,4	1,188	10,2	5,238
1,2	0,042	6	1,536	10,8	5,922
1,8	0	6,6	1,926	11,4	6,648
2,4	0,036	7,2	2,364	12	7,41
3	0,162	7,8	2,85	12,6	8,214
3,6	0,36	8,4	3,384	13,2	9,048
4,2	0,6	9	3,966	13,8	9,918

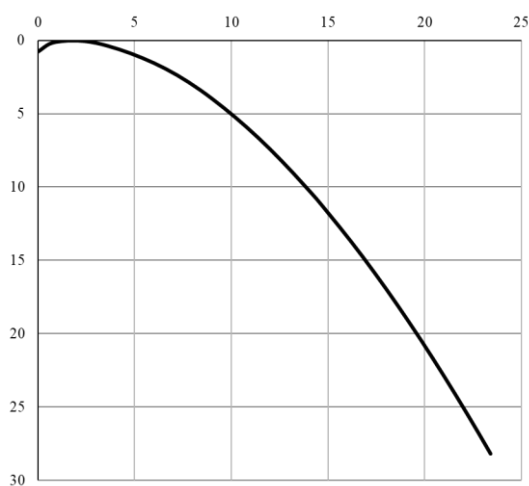


Рисунок 6.2 - Очертание оголовка плотинного практического профиля

6.10 Конструктивные элементы нижнего бьефа.

6.10.1 Водобой.

Водобой устраивается в виде железобетонной плиты и служит для гашения энергии потока, проходящего через водослив

Толщина водобоя определяется расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания и сдвига по формуле Домбровского:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 28,1 \cdot \sqrt{0,6} = 3,27 \text{ м}, \quad (6.60)$$

Скорость потока до водобойной стенки:

$$v_c = \frac{q_{\text{в}}}{h'_c} = \frac{16,8}{0,6} = 28,1 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.61)$$

Принимаем толщину водобойной плиты 3 м, и укрепляем анкерами. Длина водобойной плиты при наличии на ней гасителей:

$$l_B = 0,8 \cdot l_{\text{пр}}, \quad (6.62)$$

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

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c'), \quad (6.63)$$

Тогда длина водобоя до первой водобойной стенки:

$$l_B = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10 - 0,6) = 36,8 \text{ м}$$

Принимаем длину равную 37 м.

Толщина водобоя за первой стенкой:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 12,4 \cdot \sqrt{1,35} = 2,16 \text{ м}, \quad (6.64)$$

$$v_c = \frac{q_B}{h_c'} = \frac{16,8}{1,35} = 12,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (6.65)$$

Принимаем толщину водобойной плиты за первой стенкой 2,5 м.

Тогда длина водобоя равна:

$$l_B = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 6,2 - 1,35) = 20,87 \text{ м}$$

Принимаем длину равную 21 м.

6.10.2 Рисберма.

Рисберма на скальном основании представляет собой закрепленную в основании бетонную плиту. Основным предназначением является успокоение части энергии, которая не погасилась на водобое и стенке

Длина рисбермы $l_p=10$ м. Плита имеет дренажные отверстия диаметром 0,25 м на расстоянии 1 м друг от друга.

Толщину рисбермы принимаем равной 1,5 м, закрепляем плиты рисбермы в скальное основание анкерами.

6.11 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{\text{НПУ}} = 208$ м, нижнего бьефа - $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 158,96$ м, при пропуске минимального расхода $Q_{\text{min}} = 100 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.11.1 Вес сооружения.

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

$$S_{пл} = 965 \text{ м}^2 .$$

Вес водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{965 \cdot 12 \cdot 24}{12 + 3} = 18525 \text{ кН/м} \quad (6.66)$$

где $\gamma_{б}$ – плотность бетона;
 $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;
 b – ширина пролета;
 $\delta_{б}$ – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \gamma_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{1191 \cdot 3 \cdot 24}{12 + 3} = 5716,8 \text{ кН/м} \quad (6.67)$$

где $S_{б}$ – площадь поперечного сечения быка, $S_{б} = 1191 \text{ м}^2$.
 Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0.055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 90 \cdot \sqrt{90} \cdot 9,81 = 469,6 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\PhiПУ - \nablaГВ + 0.5) \cdot b = (209,02 - 202 + 0,5) \cdot 12 = 90 \text{ м}^2, \quad (6.69)$$

Таким образом вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{б}} = \frac{469,6}{12 + 3} = 31,31 \text{ кН/м}, \quad (6.70)$$

6.11.2 Сила гидростатического давления воды.

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

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

$$T_6 = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 53^2}{2} = 14045 \text{ кН/м} \quad (6.71)$$

где $h_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{\text{подошвы}} = 208 - 155 = 53 \text{ м}$,
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,96^2}{2} = 78,41 \text{ кН/м.} \quad (6.72)$$

где $h_2 = \nabla_{УНБ_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 158,96 - 155 = 3,96 \text{ м}$,

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны НБ:

$$W_{np} = S_{\text{эн}}^H \cdot \gamma_w = 2,9 \cdot 10 = 29 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

где $S_{\text{эн}}^H = 3,17 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления.

6.11.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = B_{\text{п}} \cdot h_{\text{НБ}} \cdot \gamma_w = 38 \cdot 3,96 \cdot 10 = 1505 \text{ кН/м}, \quad (6.74)$$

где $B_{\text{п}} = 38 \text{ м}$ – ширина подошвы водосливной плотины;
 $h_{\text{НБ}} = 3,96 \text{ м}$ – глубина воды в НБ, при $Q_{\text{вхк}}$.

6.11.4 Сила фильтрационного давления

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании на основании СНиП 2.06.06-85 стр 13. Для гравитационной плотины с цем. завесой в основании (II класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{Hd} = 0,40, \quad (6.75)$$

$$\frac{H_{dr}}{Hd} = 0,15. \quad (6.76)$$

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

Зная величину $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{Q_{\text{ВХК}}} = 208 - 158,96 = 49,04 \text{ м}$, вычисляем из соотношений H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 49,04 = 23,57 \text{ м.} \quad (6.77)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 58,93 = 8,84 \text{ м.} \quad (6.78)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \gamma_w \cdot S_\phi = 10 \cdot 319,02 = 3190,2 \text{ кН/м,} \quad (6.79)$$

где S_ϕ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна $319,02 \text{ м}^2$.

6.11.5 Давление грунта

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

Равнодействующая активного давления:

$$p'_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{ск.гр}}^{\text{взв}} h_{\text{ск.гр}}) tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{ск.гр}}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{ск.гр}}}{2} \right) \quad (6.80)$$

$$p'_{\text{гр}} = (25 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{33}{2} \right) - 2 \cdot 72 \cdot tg \left(45 - \frac{33}{2} \right) = -71,6 \text{ кПа.}$$

$$E_{\text{ав}} = \frac{p_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}}{2} = \frac{-71,6 \cdot 3}{2} = -214,8 \text{ кН,} \quad (6.81)$$

Так как величина отрицательная то давление грунта на верхнюю грань не учитывается.

6.11.6 Волновое давление.

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,916 \cdot \left(\frac{9,22}{3,14} + \frac{0,28}{2} \right) = 14,1 \quad (6.82)$$

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

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,919^2}{9,22} = 0,29 \text{ м.} \quad (6.83)$$

Параметры волн определены в п.1.

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{9,22}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,919 = 1,12 \text{ м,} \quad (6.84)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$y_{\text{волн}} = \Delta\text{НПУ} - \Delta\text{ПОД} - y_c = 208 - 155 - 1,12 = 51,88 \text{ м.} \quad (6.85)$$

6.11.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

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

Таблица 6.2 – Основные нагрузки

Нагрузка	k	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Гв	1	→	14045	17,6	247192
Гн	1	←	78	1,32	-103
Гб	0,95	↓	5431	9,84	-53452
Гпл	0,95	↓	17602	8,32	-146525
Wвзв	1	↑	-1584	0	0
Wф	1	↑	-3190	11,053	35261
qз	0,9	↓	28	16,6	-468
Wпр	1	↓	29	16,3	473
Wволн	1	→	14,1	51,88	732
ΣN		↓↑		18315	
		ΣM		83110	

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

Для верховой грани:

$$\begin{aligned}\sigma_y^u &= -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{18315}{38} + \frac{6 \cdot 83110}{38^2} = \\ &= -136,655 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.86)$$

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

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^u = -136,6 \cdot 0 - 10 \cdot 53 \cdot (1 - 0) = -530 \text{ КПа},$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 208 - 155 = 53 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 53 - 136,6) \cdot 0 = 0, \quad (6.88)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.89)$$

$$\sigma_1^u = -136,65 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 53 \cdot 0 = -136,65 \text{ Кпа},$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 53 = -530 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.90)$$

–для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{18315}{38} - \frac{6 \cdot 83110}{38^2} = -827,32 \text{ КПа}, \quad (6.91)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.92)$$

$$\sigma_x^t = -827,32 \cdot (0,6)^2 - 10 \cdot 3,96 \cdot (1 - (0,6)^2) = -324 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

где $m_t = \text{tg } \alpha_2$, где $\alpha_2 = 31^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью;
 $H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 158,96 - 155 = 3,96$ м – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.93)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 3,96 - 827,32) \cdot (0,6) = 473 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.94)$$

$$\sigma_3^t = -827,32 \cdot (1 + (0,6)^2) + 10 \cdot 3,96 \cdot (0,6)^2 = -1112 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,96 = -39,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.95)$$

Результаты расчетов напряжений представлены в таблице 6.3:

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напорная грань		Низовая грань	
σ_y^u	-136,55	σ_y^t	-827,32
σ_x^u	-530	σ_x^t	-324
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	473
σ_1^u	-136,55	σ_3^t	-1112
σ_3^u	-530	σ_1^t	-39,6

6.11.8 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.96)$$

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

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

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

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} \quad (6.97)$$

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 1112}{0,95} = 1404 \text{ кН/м}^2.$$

Исходя из данного условия предварительно принимается класс бетона В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 1404 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\begin{aligned} \sigma'_y &< 0, \\ -136,55 \text{ кН/м}^2 &< 0 \end{aligned}$$

В зоне верховой грани плотины:

$$\begin{aligned} |\sigma_y^u| &\geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \\ 136,55 &\geq 0,25 \cdot 10 \cdot 53. \\ 136,55 \text{ кН/м}^2 &\geq 132,5 \text{ кН/м}^2. \end{aligned}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.11.9 Расчёт устойчивости плотины

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

рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{\gamma_{cd}}{\gamma_{lc}} \geq \gamma_n. \quad (6.98)$$

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

$$R = N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = 18315 \cdot 0,65 + 38 \cdot 72 = 19105 \text{ кН/м} \quad (6.99)$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,65$ – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 72 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 38 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} = 14045 - 78,41 + 14,1 = \\ &= 13980,7 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.100)$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{19105 \cdot 0,95}{13980 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$1,30 \geq 1,2.$$

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

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

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Олёкминской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерениях с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГЭС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.2 Пожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и

управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТД-125000/220/13,8 кВ, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Олёкминской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- Проведение противопожарных тренировок;
- Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ-633/100-40УХЛ мощностью 26,5 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Олёкминской ГЭС предусмотрена система автоматического пенного пожаротушения (АППТ).

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

7.3 Охрана труда и техника безопасности

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства

механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро, пожаро, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

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

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

На Олёкминской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы,

оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

7.4 Основные мероприятия по охране окружающей среды

Обязательным условием современного промышленного проектирования является внедрение передовых ресурсосберегающих, безотходных и малоотходных технологических решений, позволяющих максимально сократить или избежать поступлений вредных химических или биологических компонентов выбросов в атмосферу, почву и водоемы, предотвратить или снизить воздействие физических факторов до гигиенических нормативов и ниже. Мероприятия по охране водных ресурсов от загрязнения включают санитарную подготовку территории водохранилища к затоплению и полную очистку зоны затопления от древесно-кустарниковой растительности. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища регламентированы Санитарными правилами СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий.

Для сохранения природного ландшафта предполагается рекультивация карьеров и земель, отводимых под промышленные площадки и автодороги, отвалы и резервы грунта. При рекультивации проводится срезка и выравнивание откосов выработок, планировка, укладка почвенно-растительного слоя и посадка саженцев деревьев.

При образовании мелководий и возможном заболачивании территорий вблизи населенных пунктов, вызывающих ухудшение санитарных условий проживания населения, будут предусмотрены мероприятия по их предотвращению.

Исходя из характера природных условий и технических параметров гидроузла в нижнем бьефе ГЭС возможно проведение комплекса защитных

мероприятий, обеспечивающих минимизацию возможного воздействия, связанного с резким колебанием уровня воды из-за изменения режимов работы ГЭС. В составе мероприятий могут предусматриваться берегозащитные мероприятия, вынос зданий и сооружений за пределы возможной берегопереработки, переселение населения, комплекс компенсационных природоохранных мероприятий и т.д.

В результате затопления сельхозугодий, хозяйства полностью теряют получаемую с них продукцию. В целях восстановления потерь сельскохозяйственного производства совхозов, затрагиваемых гидростроительством, проектом намечается освоение равновеликой площади посевных земель и проведение на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия.

Звери и птицы, а также пресмыкающиеся и земноводные, которые исчезнут в связи с затоплением свойственных для их обитания угодий и биотопов, сохранятся в достаточном количестве на прилегающей территории, которая не подвергнется изменению.

С целью дальнейшего сохранения растительности и животного мира, побережье Олёкминского водохранилища включается в пятикилометровую охранную зеленую зону.

В связи с неблагоприятными условиями для естественного воспроизводства в водохранилище ценных промысловых рыб, основное пополнение их намечается за счет мероприятий по искусственному рыборазведению.

При эксплуатации отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она соответствует первоначальным природным свойствам и она может использоваться для водоснабжения населенных пунктов.

Создание Олёкминского водохранилища не приведет к коренной перестройке климатических условий района строительства.

7.5 Воздействия на природную среду в строительный период

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся

акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительномонтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории. Необходимо также предусматривать уборку строительного мусора всех видов. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

8. Техничко-экономические показатели

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо отображаются в календарном графике

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	324	324	324	324	324
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт*ч	1296000	1296000	1296000	1296000	1296000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	12960	12960	12960	12960	12960
Объём реализации электроэнергии	МВт*ч	1283040	1283040	1283040	1283040	1283040
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	1336,93	1381,83	1424,17	1466,51	1507,57
НДС к выручке	млн.руб	222,82	230,31	237,36	244,42	251,26

Вывод: Согласно таблице 8.1 рост выручки за исследуемый период произошёл за счет изменения тарифа на электроэнергию, при этом объемы реализации не изменились.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами 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 м 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	82,68
Прочие	274	88,77
Итого по ГЭС		171,15

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

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт, %

Этап проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25 лет	0,14
Свыше 25	0,2

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	43,86
НП АТС (администратор торговой системы)	0.001097тыс.руб/Мвт*ч	3,07
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318тыс.руб/Мвт*ч	0,89
Итого		47,82

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				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	44,81	172,45	294,56	300,48	420,68

Окончание таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Расходы на страхование, млн.руб.	5,33	15,46	24,72	21,83	47,12
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	28,58	171,46	171,46	171,46	171,46
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	6,66	19,33	30,90	27,29	58,90
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	7,97	47,82	47,82	47,82	47,82
Налог на воду, млн.руб.	24,52	74,53	74,53	74,53	74,53
Итого, млн.руб.	117,86	501,06	643,99	643,41	820,52

Вывод: Значительный росту затрат по гидроузлу в исследуемый период объясняется увеличением расходов на амортизационные отчисления. Также происходит рост расходов на ремонт производственных фондов и страхование.

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

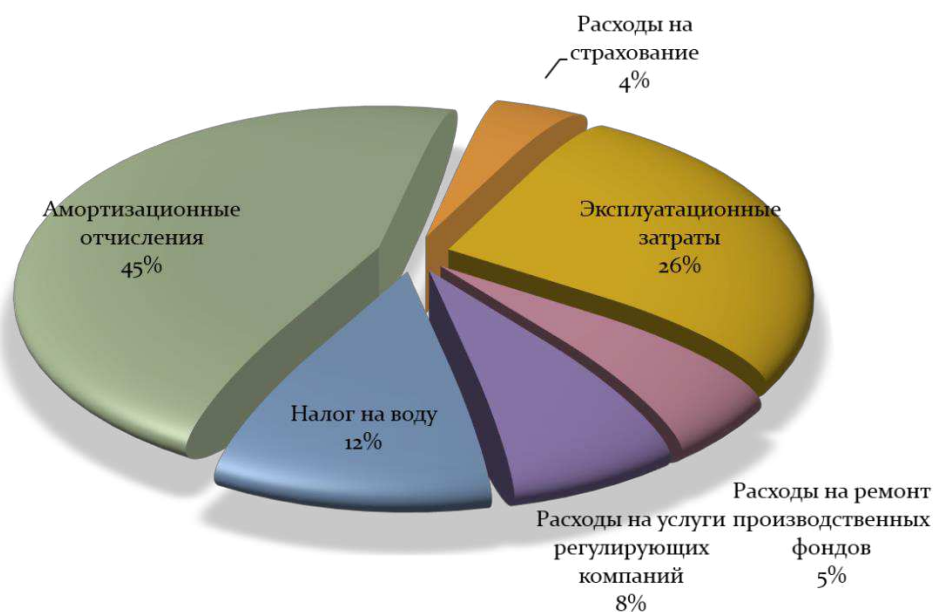


Рисунок 8.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

Вывод: Анализируя диаграмму делаем вывод, что большую часть затрат составляют амортизационные отчисления, так как строительство ГЭС – это капиталоемкое производство.

8.3 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				
	2033	2034	2035	2036	2037
Налог на прибыль, млн.руб.	496,57	513,82	550,99	585,79	615,34
НДС, млн.руб.	602,60	689,52	704,22	718,97	734,16
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	25,34	25,34	25,34	25,34	25,34
Налог на имущество, млн.руб.	313,03	303,99	295,51	289,33	285,42
Итого, млн.руб.	1437,54	1532,66	1576,06	1619,43	1660,26

Вывод: Основным составляющим налоговых расходов является налог на прибыль так как выработка электроэнергии станции растёт. Также рост расходов связан с налогом на добавленную стоимость.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	417,78	2591,18	2669,97	2754,25	2830,64
Текущие расходы, млн.руб.	117,86	501,06	643,99	643,41	820,52
ЕВITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	417,78	2591,18	2669,97	2754,25	2830,64
ЕВIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	303,34	2208,74	2144,22	2229,20	2127,43
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	55,00	441,75	428,84	445,84	425,49
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	248,34	1767,00	1715,38	1783,36	1701,94
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Из таблицы 8.7 видно, что в рассматриваемый период часть прибыли идёт на уплату налога на прибыль, также снижение прибыли связано с увеличением расходов.

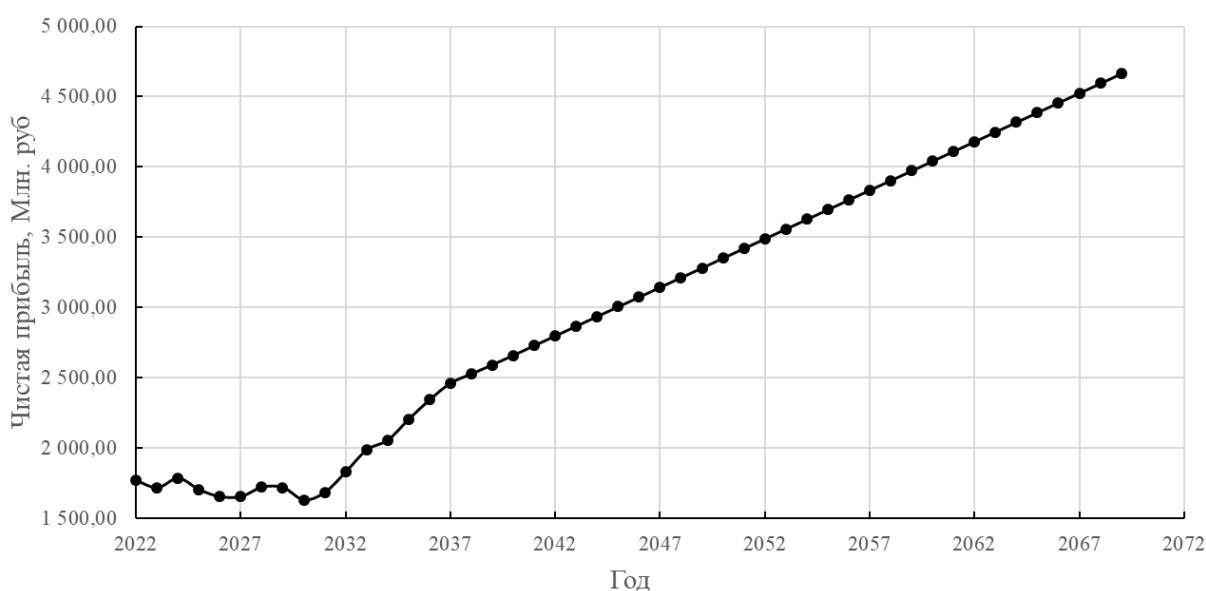


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн.руб.

Вывод: По результатам расчета чистой прибыли (рисунок 8.2) сделан вывод, что проект в 4 квартале 2021 года выходит на положительную прибыль и увеличивает свою экономическую эффективность.

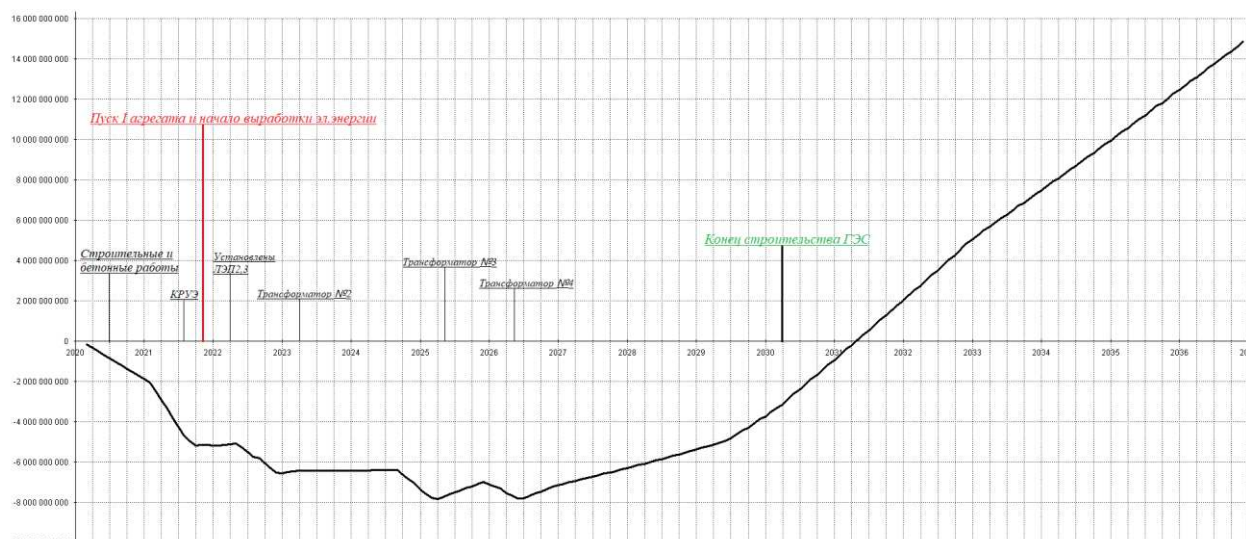


Рисунок 8.3 – График с указанием годов реализации проекта

Вывод: В период с 2020 по 4 квартал 2021 выполняется покупка и установка энергетического оборудования первого агрегата. Из рисунка 8.3 видно, что после запуска первого агрегата начинается выработка электроэнергии и как следствие станция получает прибыль. С пусками последующих агрегатов повышается выработка, растут тарифы на электроэнергию и мощность, в 2031 году станция начинает окупаться.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

8.6 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.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Олёкминской ГЭС составляет 50 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.

8.7 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Олёкминская ГЭС на реке Олёкма»

Наименование	2020
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	135
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	4072,92
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,57
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	15,36
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,043
Удельные капиталовложения, руб/Квт	73126,1

8.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	43,62	665,83	855,57	1068,30	565,20
В региональный бюджет, млн.Рублей	4,58	31,84	54,33	51,68	87,76
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	48,20	697,67	909,90	1119,98	652,96

Вывод: В целом проект приносит не только коммерческую эффективность, а также бюджетную эффективность. В таблице 3.2 представлены поступления в федеральный и региональный бюджет на начальном этапе эксплуатации станции, в дальнейшем поступления будут только увеличиваться.

8.9 Анализ чувствительности

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- 1) Ставки налогов
- 2) Цена сбыта
- 3) Ставки дисконтирования

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

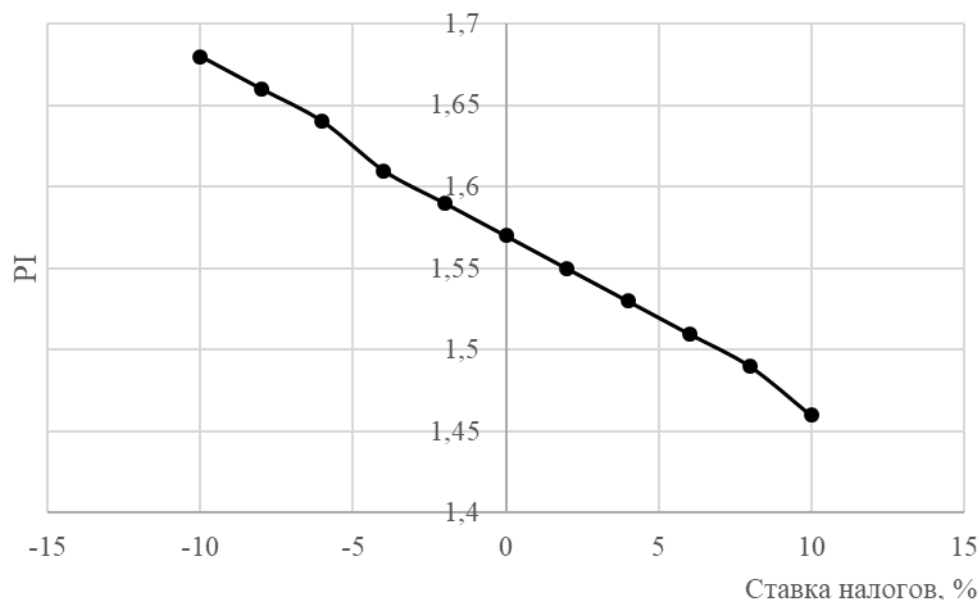


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины PI, но при данном анализе показатель PI не опускается ниже 1,0 и изменяется в небольших пределах от 1,7 до 1,45

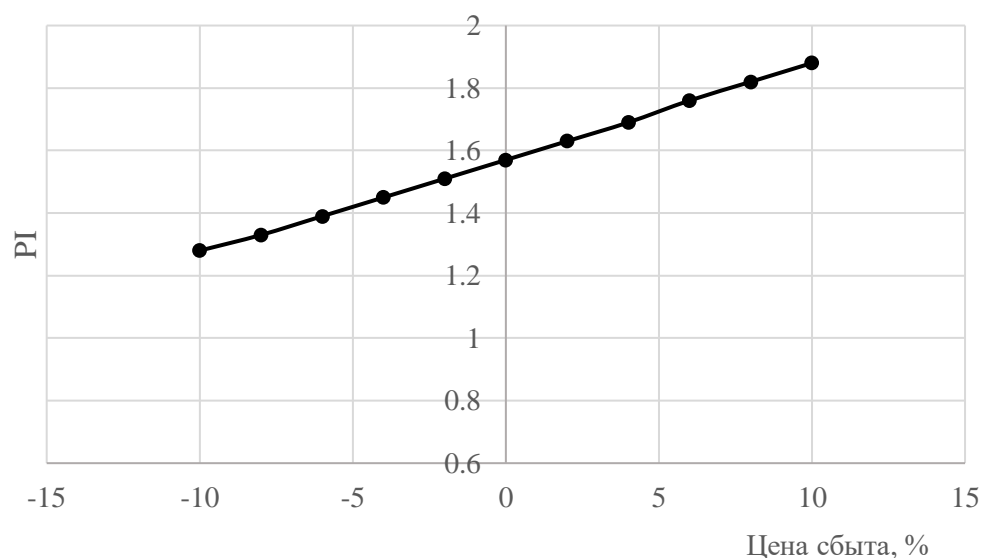


Рисунок 8.5 – Индекс PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта приводит к увеличению PI в пределах от 1,28 до 1,88.

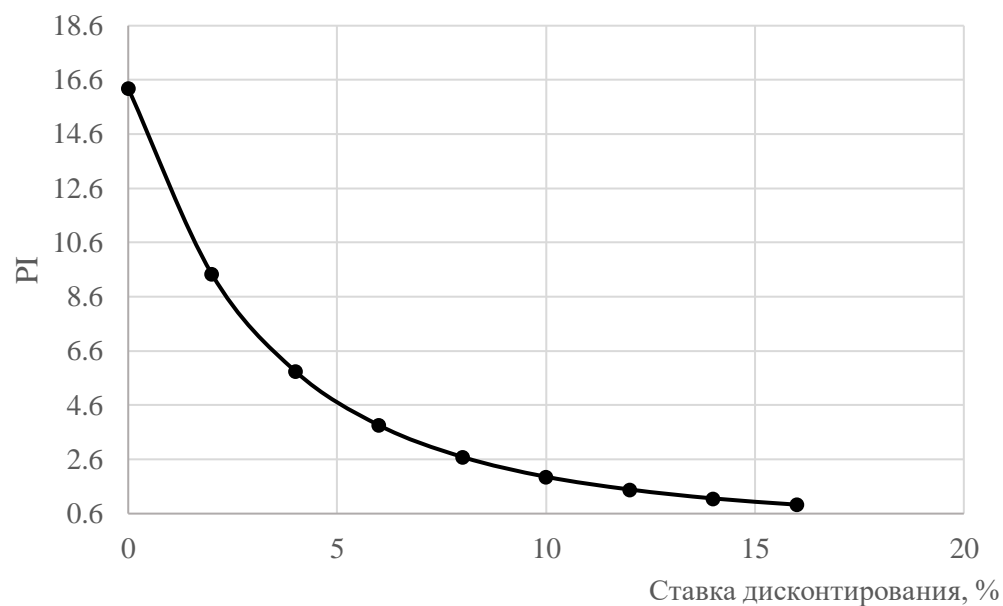


Рисунок 8.6 – Индекс PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

Вывод: При увеличении ставки дисконтирования происходит уменьшение величины PI , причем индекс PI опускается ниже 1,0

Наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- 1) Увеличение ставки дисконтирования

9 Кибербезопасность и помехозащищенность

9.1 Структура цифровой подстанции и вопрос кибербезопасности

В настоящее время из-за цифровизации энергетических систем, использовании высокотехнологичного, информационного оборудования повысились риски в области кибербезопасности энергетических предприятий, в их числе и цифровые подстанции. Среди всех направлений цифровизации электроэнергетики важное место отводится развитию цифровых технологических систем производства, диспетчеризации и потребления электроэнергетики. Цифровая подстанция (ЦПС) является одним из пилотных проектов по развитию цифровой электроэнергетики.

Формулировку определения такой станции можно представить следующим образом: ЦПС – это подстанция с высоким уровнем автоматизации управления, в которой практически все процессы обмена информации между ее элементами, обмена с внешней системой осуществляются в цифровом виде на основе протоколов МЭК61850.

В сфере её функционирования находится управление противоаварийной автоматикой (ПА), микропроцессорными устройствами релейной защиты (МРЗ), АСУ ТП, АИИСКУЭ, коммуникационная сеть.

Архитектура ЦПС, представленная на рис.9.1, разделяется на три уровня (снизу вверх) [9]:



Рисунок 9.1 – Структура ЦПС

1) Уровень процесса: на данном уровне располагаются первичные

устройства и оптические кабели, по которым идёт передача значений напряжения и тока через шину процесса устройствами выполняющим свои функции на основании измеренных значений.

Шина процесса также является связью, по которой информация от первичного оборудования поступает в операторский пункт управления.

2) Уровень ячейки: терминалы МПРЗ, контроллеры присоединений и другое оборудования, которое называется вторичным, в ЦПС это интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ).

В ЦПС, ИЭУ спроектированы для работы в реальном времени с обеспечением безопасности и обеспечивают совместимость решений, работу приложений по поддержанию стабильности работы.

3) И последний уровень, стационарный: здесь расположены коммуникации внутри подстанции и элементы системы управления, включая оперативные блокировки и функции самодиагностики на верхнем уровне.

Анализируя компоненты ЦПС, показанные на рисунке 9.1, можно разделить оборудование ЦПС на подсистемы: физическую и кибернетическую.

К физической подсистеме относится электрооборудование (трансформаторы, выключатели, разъединители и др.) и установленное на них измерительное оборудование (измерительные ТТ и ТН)

К кибернетической: шина процесса, стационарная шина, аналого-цифровые преобразователи, коммутаторы, ИЭУ, маршрутизаторы, терминалы, серверы, системы АСУ ТП и АСКУЭ и др.

Многие физические компоненты находятся под мониторингом и управлением кибер-компонентами. Линия передачи данных является аналогом линии электропередачи в электросети, тем самым она является физической, даже при использовании беспроводных технологий.

Кибер-компоненты отделены от физических компонентов. Они означают читаемый компьютером код и данные, которые находятся на каком-либо физическом компоненте.

Опираясь на структуру ЦПС можно выявить ее отличительную особенность, передача информации осуществляется через сеть с коммутацией пакетов Ethernet, настроенную специальным образом. Следовательно, закрытость объекта больше не является барьером для киберпреступников, и, если не принимать защитные меры, все данные на верхнем уровне автоматизации подстанции могут стать доступными для кибератак.

В [10] был проведен опыт того, как функционирует ЦПС в условиях возможной кибератаки: первоначальное работоспособное состояние; потеря функциональности; попытка восстановления. В рабочем состоянии подстанция выполняет в нормальном режиме все технологические и информационные процессы, при этом подстанция оснащена необходимыми стандартными

средствами кибербезопасности. На стадии потери функциональности был выполнен анализ того, какие киберугрозы могут привести к ухудшению работоспособности ЦПС. На этой основе в [10] сформулированы мероприятия по снижению последствий при реализации киберугрозы. В качестве информационных мер обеспечения кибербезопасности обычно используются следующие средства:

1) сетевой экран – комплекс аппаратных или программных средств, осуществляющий контроль и фильтрацию проходящих через него сетевых пакетов в соответствии с заданными правилами;

2) антивирусные программы, предназначенные для обнаружения компьютерных вирусов, а также вредоносных программ вообще и восстановления зараженных такими программами файлов, а также для профилактики;

3) криптографические методы защиты информации (кодирование и шифрование).

Перечисленные результаты опыта свидетельствуют о необходимости дальнейшего расширения и развития исследований в плане повышения кибербезопасности.

9.2 Метод защиты кибернетических компонентов ЦПС

Ключевыми элементами систем релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), на основных объектах – цифровых подстанциях, которые могут быть подвержены кибератакам с тяжелыми последствиями, являются коммуникационные сети, шины процессов и шины объектов, цифровые устройства РЗ, ПА, мониторинга и управления, внешние цифровые каналы.

Для их защиты уже приводились способы, которые обычно применяются на подстанциях. Но также существуют специфические меры. Предлагаю использовать следующие комбинированные способы защиты от кибератак:

– Создать независимые друг от друга шины процессов и шины объектов для каждой функции автоматического или автоматизированного управления, требующей повышенной надежности;

– отказ от монотехнологичности в коммуникационных сетях передачи данных внутри подстанции (чтобы Ethernet и TCP/IP не были единственными коммуникационными технологиями цифровой подстанции);

– применение симплексных каналов с односторонней передачей информации там, где это достаточно для выполнения прикладной функции, например, односторонняя передача информации от цифрового ТТ (ТН) к устройствам РЗА, исключающая возможность кибератаки на сам ТТ (ТН) от неисправного устройства РЗА;

– создание выделенных сегментов коммуникационных сетей, использующихся для настройки микропроцессорных и коммуникационных

устройств, причем в процессе эксплуатации данные сегменты должны быть нормально отключены (снято питание с коммуникационных устройств или разобраны разъемы);

- применение межсетевых экранов, разделяющих различные сегменты коммуникационных сетей на физическом (аналоговом) уровне, которые не должны допускать выполнение несанкционированных функций (сегодня межсетевые экраны реализуются на уровне программного обеспечения);

- применение для ответственных функций упрощенных узкоспециализированных протоколов обмена информации, которые не позволяют передавать несанкционированную информацию (в отличие от Ethernet и TCP/IP, которые поддерживают передачу любой информации).

- Ввести трёхуровневую систему отслеживания, контроля и фильтрации трафика – Firewall. На данный момент архитектура всех ЦПС имеет в наличии один фаервол на верхнем уровне подстанции, но этого недостаточно. Так как нижние уровни слабо защищены, что дает преступнику преимущество.

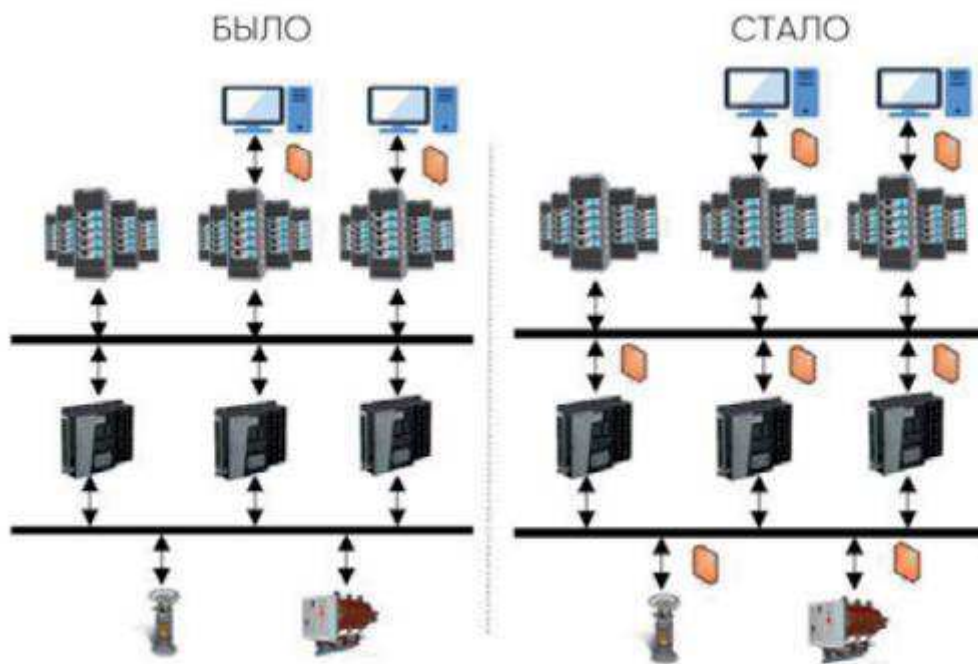


Рисунок 9.2 – Схема ЦПС с одноуровневой (слева) системой Firewall и с трёхуровневой (справа)

9.3 Методы активной защиты физических компонентов ЦПС

Как говорилось ранее, меры, которые применяются в качестве защиты относятся к информационной безопасности, по другому к компонентам кибернетической подсистемы. Эти меры можно дополнить и специфическими, принятыми в микропроцессорной РЗ, например отказ от использования общих информационных шин. И назревает вопрос: являются ли эти меры достаточными

для обеспечения надежности микропроцессорной РЗ ? Ответ очевиден – нет. И не потому что перечисленные защиты недостаточно эффективны, а о принципиальной невозможности такой защиты, так как МПРЗ, помимо информационных каналов связи, содержит большое количество дискретных входов, чувствительных к присутствию или отсутствию напряжения.

Наличие таковых параметров на дискретных выводах зашифровать или закодировать невозможно, да и конструкция дискретных выводов не предназначена для приема закодированной информации. Следовательно, достаточно заранее модифицировать логику МПРЗ таким образом, чтобы при дистанционной подаче напряжения посредством какого-то внешнего реле на один заранее выбранный дискретный вывод происходило срабатывание выходных реле МПРЗ, которые в свою очередь воздействуют на выключатель и тем самым, его можно использовать в качестве средства диверсии. И никакие из рассмотренных выше мер защиты от кибератак здесь не помогут, потому что никакой кибератаки при таком воздействии на МПРЗ не было.

Таким образом, для полной защиты от киберугроз, а также от внешних воздействий необходимо рассмотреть способы защиты физических компонентов.

9.3.1 Использование трёх комплектов с мажорированием выходных сигналов по принципу “два из трёх”.

Факторов, которые могут привести к ложному срабатыванию микропроцессорных терминалов, множество. Всё это подкрепляется возможностью их «не отключения» участков с аварийным режимом работы, тем самым для МПРЗ существует два неправильных состояния: и несрабатывание и ложное срабатывание. В данном случае использование двух идентичных комплектов: основного и резервного оказывается непрактичным, поскольку не ясно, как в этом случае должны быть соединены между собой выходные контакты МПРЗ, воздействующие на выключатели: по логической схеме «И» или по логической схеме «ИЛИ»?

Любой вариант соединения снижает вероятность одного из неправильных состояний МПРЗ, но при этом настолько же увеличивает вероятность другого. То есть, использование двух идентичных комплектов микропроцессорных устройств релейной защиты недостаточно для повышения надежности ответственных объектов, в связи с этим считаю применение трёх комплектов с мажорированием выходных сигналов по принципу «два из трех» наиболее целесообразнее.

Применение мажоритарного принципа построения защит позволит исключить к минимуму случаи ложного срабатывания защит, как от воздействия киберугрозы, так и от электромагнитного излучения.

Построение защиты по такому принципу, применимо для крупных тепловых и атомных станций, в которых ложное срабатывание защиты приводит

не только к проблемам в энергосистеме (снижение частоты энергосистемы), но и к большим экономическим затратам, ведь процесс пуска агрегата на тепловых и атомных станциях очень затяжной процесс. Во время простоя ложно отключенного агрегата, предприятие несёт большие убытки, и будет штрафоваться по правилам оптового рынка электроэнергии и мощности.

Применение мажоритарного принципа может быть оправдано в частных случаях гидроэлектростанций большой мощности либо на ГЭС работающих на изолированную нагрузку. На Олёкминской ГЭС данный принцип соединения выходных контактов реле будет экономически оправдан и применение такого способа защиты допустимо.

9.3.2 Резервирование терминалов МПРЗ электромеханическими реле

Использование в энергетических системах устройств защит на микропроцессорах не повлекло изменение структуры сети или каких-либо её параметров. У МПРЗ есть свои достоинства, к таковым относятся многофункциональность, компактность, удобство в фиксации возникших неисправностях. А также они обладают и рядом недостатков, один из которых возможно исключить простым резервированием МПРЗ электромеханическими защитами.

Современные производители защит обычно предлагают использовать два идентичных терминала, которые питаются от независимых источников и, выходные контакты реле которых, соединены по логической схеме «и».

Как было сказано ранее, МПРЗ не обладают той степенью надёжности, какой кажется на первый взгляд. И по некоторым параметрам даже уступают электромеханическим защитам. Самым главным преимуществом электромеханических реле над МПРЗ является их невосприимчивость к кибератакам и внешним магнитным полям.

В данном разделе предлагаю применять следующий подход к построению защит станции:

- один терминал МПРЗ и панель электромеханических защит, выходные контакты реле которых, соединены по логической схеме «и»;
- установка датчика напряженности электромагнитного поля, который будет выводить терминал МПРЗ из работы, при превышении допустимых значений;
- программирование терминала так, что при многократных воздействиях на выходные реле, работа терминала МПРЗ блокируется.

Применение этого метода позволит исключить к минимуму случаи ложного срабатывания и не срабатывания защит, повысит надёжность комплекса защит в целом и его устойчивость к внешним воздействиям.

9.3.3 Защита МПРЗ с использованием электромеханического пускового органа на герконах

Идея метода заключается в использовании совместно с МПРЗ электромеханического пускового органа на герконах, функционально включенного последовательно с МПРЗ. Без активации током или напряжением данного пускового органа МПРЗ не сможет воздействовать на оборудование, даже при кибератаке или каком либо электромагнитном возмущении.

Основное требование к органу: срабатывание до МПРЗ, т.е имел несколько меньшие уставки срабатывания. Если срабатывание МПРЗ не произошло, после срабатывания пускового органа, пусковой орган автоматически возвращается в исходное состояние.

Принцип действия устройства:

В исходном состоянии:

- 1) Все входные герконовые реле пускового органа находятся в отпущенном состоянии, катушки реле RR4-RR7 обесточены.
- 2) Нормально замкнутые контакты RR5 и RR6 закорачивают дискретные входы МПРЗ, контакты RR4- канал связи, RR7 – разрывают выходную цепь МПРЗ.

Следовательно, МПРЗ полностью блокируется и по входу, и по выходу, и никакое воздействие из вне не сможет привести к его ложному срабатыванию.

При аварийном режиме:

- 1) Резко изменяется хотя бы один из параметров (ток или напряжение).
- 2) Срабатывает хотя бы один из герконовых реле пускового органа (ПО) за время не более 1мс и к последующему срабатыванию реле RR4-RR6, что происходит не более чем за 2-4 мс, а замыкание реле RR7- не более 5мс.

Таким образом общее время реакции всего устройства на аварийный режим не превышает 6 мс.

В таком режиме устройство защиты МПРЗ будет полностью разблокировано и возвращено в нормальный режим функционирования.

При выборе герконов обращают на такие качества как: герметичность, длительный срок службы, высокое быстродействие.

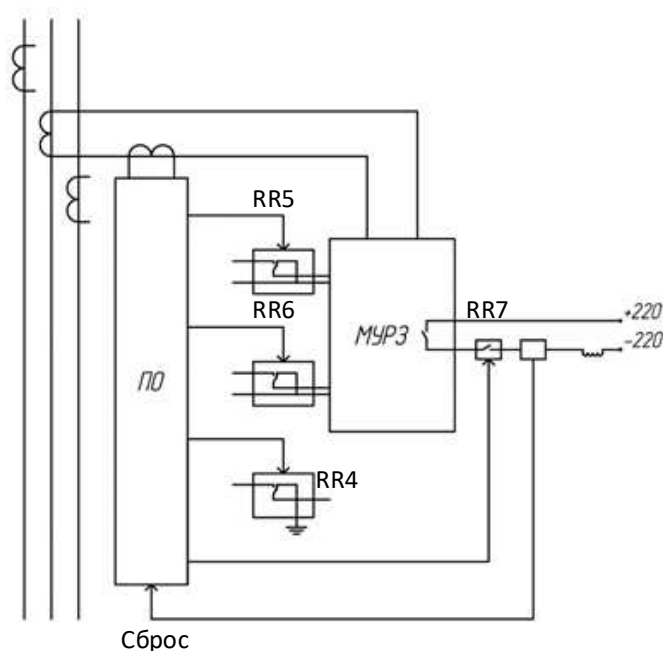


Рисунок 9.3 – Структурная схема устройства защиты МЧРЗ с применением герконовых реле

9.3.4 Методы защиты физических компонентов ЦПС от помех

К данным методам защиты относятся специальные широкополосные фильтры, специальные монтажные шкафы, кабели, специальные покрытия и краски, отражающие электромагнитные волны, шторы и ковры из металлических нитей, специальные строительные материалы, ослабляющие электромагнитное излучение.

Рассмотрим некоторые из них.

1. Контрольные кабели.

Контрольные кабели должны быть экранированными и с витыми парами. Простейшим экраном для кабеля является плетёная оплётка (рисунок 9.4). Она применяется совместно с экраном из фольги, что обеспечивает экранирование на высоких частотах (рисунок 9.5). На рисунке 9.6 представлена зависимость коэффициента экранирования от частоты поля для фольги и оплётки [11].



Рисунок 9.4 – Контрольный кабель с двойной плетёной оплёткой



Рисунок 9.5 – Кабель re-2x(st)2y(z)u-pimf, характеризующийся как сверхустойчивый к помехам

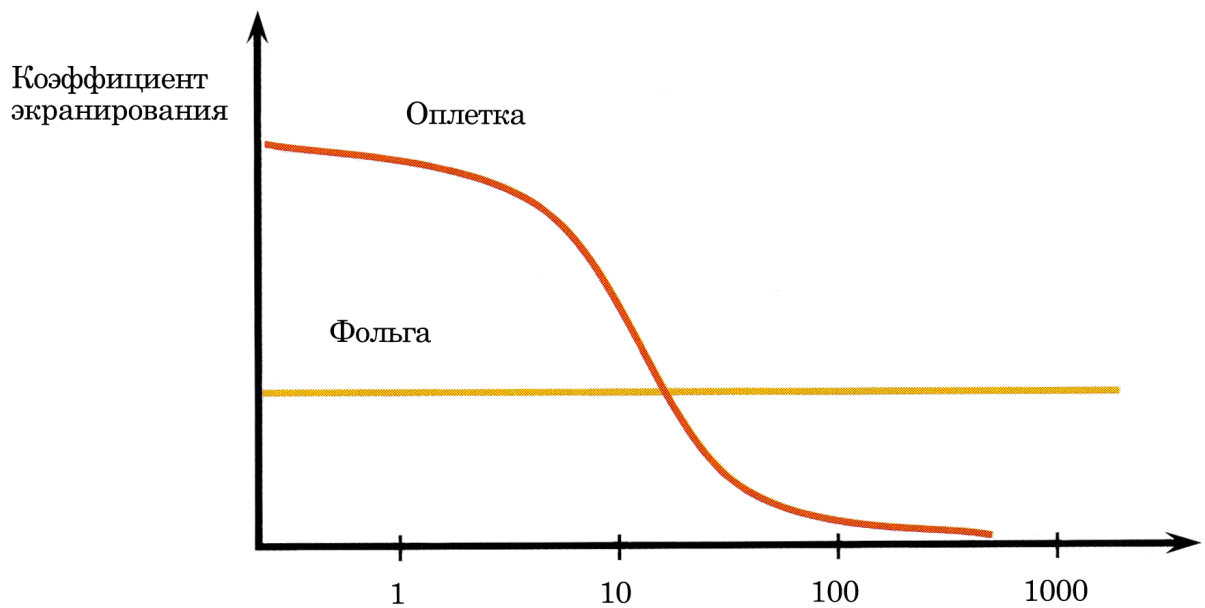


Рисунок 9.6 - Зависимость коэффициента экранирования от частоты для экранов в виде оплётки и фольга

Компания Velden разработала и запатентовала простой и эффективный способ экранирования кабеля - «полиэфирный сэндвич» (слой фольги, нанесённый на плёнку из полиэстера). Этот способ экранирования получил название Veldfoil (рисунок 9.7).

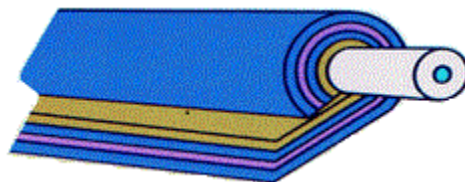


Рисунок 9.7 – Конструкция многослойного экрана типа «полиэфирный сэндвич»

Так же эффективной мерой ослабления воздействия внешнего электромагнитного поля является прокладка кабелей в металлических лотках и трубах.

2. Фильтры

Фильтры защищают от проникновения электромагнитного излучения в аппаратуру через различные кабельные вводы и соединители. Сегодня на рынке представлены специальные соединители, снабжённые встроенными фильтрами электромагнитного излучения. Такие соединители выпускают: Amphenol; Spectrum Control Inc.; Spectrum Advanced Specialty Products; EMP Connectors; ERNI Electronics; Sabritec; MPE; Glenair Inc.; Captor Corp.; Lindgren-Rayproof и другие.

Обычно такие фильтры изготавливаются на основе ферритовых колец или комбинации индуктивностей и ёмкостей (рисунок 9.8), смонтированных непосредственно внутри соединителя.

Падение напряжения на таких фильтрах для рабочих токов составляет менее 1% на фазу.

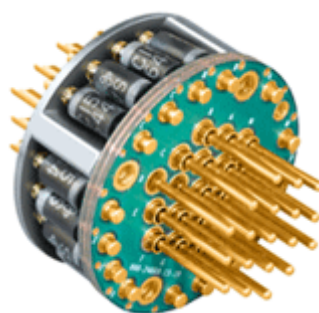


Рисунок 9.8 – Конструкция одного из соединителей со встроенными фильтрами компании Glenair Inc.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Олёкминской ГЭС высотой 53 м на реке Олёкма, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 1,0% и поверочного 0,1% обеспеченности случаев: $Q_{1,0\%}=1962 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,1\%}=2425,89 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно–энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Олёкминской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила $N_{уст}=324 \text{ МВт}$. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 190,76 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 208 м и УМО составляет 5,29 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 940 млн.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 $-H_{max}= 48,54 \text{ м}$;
- расчетный $-H_{расч}=37,80 \text{ м}$;
- минимальный $-H_{min}= 28,20 \text{ м}$.

По результатам расчетов выбора турбин был определен оптимальный вариант с шестью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 5,6 м (ПЛ50–В–560).

По справочным данным для выбранной поворотной–лопастной турбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин был спроектирован гидрогенератор СВ – 972/150 – 44УХЛ4.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ–220кВ – "две системы сборных шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ–125000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗП – 4000/13,8/6.

В качестве генераторного выключателя, принят генераторный комплекс на основе элегаза, ВГГ – 15 (Электроаппарат), с трансформатором тока ТШЛ–20–I и трансформатором напряжения ЗНОЛ–06–15.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной. Водосливная плотина принята бетонной. В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля;
- здание ГЭС приплотинного типа;
- право и левобережная бетонные плотины.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 38 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 155 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- ширина водосливных отверстий в свету – 12 м;
- отметка гребня – 211,6 м;
- ширина гребня – 17 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяются две водобойные стенки.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, разрезается каждый бык, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов. На каждом водосливном отверстии устраиваем швы надрезы до фундаментной плиты.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,30 для (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Олёкминской ГЭС 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 ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,043 руб/кВт·ч.
- срок окупаемости – 11 лет и 3 месяца

Таким образом, строительство Олёкминской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. 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.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева,
5. . ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва :Стандартинформ, 2008. – 8 с.
6. СТО РусГидро 01.01.78-2012 ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ. – Введ 30.07.2012. – Москва : ОАО «РУСГИДРО», 2012. – 102 с.
7. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
8. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва :Стандартинформ, 2008. – 8 с.
9. ГОСТ 2.755-87Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва :ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
10. ГОСТ 2.722-68* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва :Стандартинформ, 2008. – 15 с.
11. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва :Стандартинформ, 2008. – 6 с.
12. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва :Стандартинформ, 2010. – 12 с.
13. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ»[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

14. Каталог «Сухие трансформаторы с литой изоляцией» [Электронный ресурс] // Компания «ЭТК Русский Трансформатор». – Режим доступа: <http://www.rus-trans.com>.
15. 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.
16. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.
18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.
19. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] : федер. закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
20. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
21. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
22. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
23. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
24. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
25. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
26. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Олёкма за период 1930-1979 гг

Годы	Расходы в кубических метрах в секунду												Ср. год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1930	4	5	5	6	393	462	1202	1010	966	409	80	16	380
1931	5	10	11	33	536	685	650	564	501	382	159	26	297
1932	21	2	2	19	444	364	1123	700	376	295	86	71	292
1933	51	10	10	6	684	724	714	322	319	272	136	19	272
1934	7	7	7	4	615	2030	1080	540	610	659	91	40	474
1935	13	13	11	12	554	646	760	680	789	420	82	23	334
1936	12	10	10	6	557	691	724	545	483	318	93	11	288
1937	16	17	12	96	400	868	1005	1045	591	440	182	23	391
1938	3	3	2	18	807	931	819	626	348	346	125	15	337
1939	14	15	13	46	352	606	950	960	841	661	148	10	385
1940	15	10	10	9	505	620	700	526	376	273	70	15	261
1941	16	18	16	10	528	811	889	845	751	370	91	77	369
1942	7	8	7	5	331	626	677	721	624	380	114	8	292
1943	11	5	4	37	522	735	836	709	469	338	84	64	318
1944	5	6	4	15	515	860	1028	1036	895	795	114	16	441
1945	11	10	9	67	429	700	817	749	657	578	155	105	357
1946	14	15	14	32	300	525	630	575	383	232	34	13	230
1947	3	3	2	23	582	703	762	770	762	604	109	3	361
1948	6	6	5	7	475	979	1150	998	901	781	98	86	458
1949	6	3	1	10	261	470	482	315	227	187	105	63	178
1950	14	15	11	23	383	701	773	808	680	607	86	61	347
1951	33	32	26	25	300	745	865	835	575	334	102	15	324
1952	8	8	4	8	286	610	700	560	341	241	95	32	241
1953	38	21	17	7	455	744	881	868	728	601	75	59	374
1954	6	4	4	5	640	529	705	465	413	375	143	18	275
1955	20	21	20	53	820	1018	1100	959	823	686	232	28	482
1956	8	8	7	12	387	670	714	680	537	337	50	34	287
1957	27	25	22	14	340	670	773	712	546	289	30	10	288
1958	11	11	10	16	487	791	838	798	670	391	100	11	345
1959	9	9	8	46	688	587	296	591	639	477	86	7	287
1960	11	10	9	11	286	541	860	850	455	287	77	41	286
1961	41	23	19	30	449	776	942	833	618	397	61	52	353
1962	5	4	2	9	493	716	864	859	792	674	182	15	385
1963	17	15	15	10	526	755	906	897	726	534	98	9	376
1964	7	7	5	8	489	1000	1145	1044	670	429	159	8	414
1965	10	10	8	20	341	631	760	637	494	357	20	17	275

Окончание таблицы 2.2

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp. год
1966	15	15	11	9	490	717	871	820	707	518	111	96	365
1967	23	9	8	15	451	649	668	664	633	500	105	21	312
1968	18	17	16	18	294	501	774	876	679	294	41	5	294
1969	6	7	5	11	287	561	668	659	599	520	59	57	287
1970	45	10	9	28	414	696	949	1101	967	573	100	75	414
1971	12	7	6	9	321	532	727	906	835	386	59	55	321
1972	35	24	23	30	884	743	577	447	601	636	102	12	343
1973	15	16	14	13	271	641	767	670	471	271	57	51	271
1974	4	4	3	12	304	451	695	796	654	366	95	91	290
1975	5	5	5	59	452	715	914	862	682	462	52	48	355
1976	32	10	10	13	352	613	886	911	575	376	41	23	320
1977	19	14	11	11	247	566	678	700	418	251	45	6	247
1978	6	6	6	40	394	657	916	962	712	523	43	19	357
1979	15	10	9	10	284	594	823	796	465	322	68	7	284
Qcp.мес	15	11	10	21	452	703	821	756	611	435	95	34	330

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	$Q_{\text{год}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы	$Q_{\text{полов}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы	$Q_{\text{межен}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы
1	2	482	1955	922	1934	62	1955
2	4	474	1934	901	1955	59	1945
3	6	458	1948	881	1948	58	1937
4	8	441	1944	855	1944	44	1970
5	10	414	1964	796	1964	43	1966
6	12	414	1970	783	1970	41	1939
7	14	391	1937	740	1930	41	1931
8	16	385	1939	733	1962	39	1951
9	18	385	1962	728	1939	39	1933
10	20	380	1930	725	1937	38	1941
11	22	376	1963	724	1963	38	1961
12	24	374	1953	713	1953	38	1972
13	25	369	1941	699	1941	36	1953
14	27	365	1966	697	1947	36	1962
15	29	361	1947	694	1978	35	1950
16	31	357	1945	687	1966	35	1948
17	33	357	1978	681	1975	35	1974
18	35	355	1975	669	1961	34	1943
19	37	353	1961	663	1958	33	1932
20	39	347	1950	659	1950	32	1964
21	41	345	1958	655	1945	31	1949
22	43	343	1972	648	1972	30	1967
23	45	337	1938	646	1938	30	1954
24	47	334	1935	642	1935	29	1975
25	49	324	1951	619	1976	28	1938
26	51	321	1971	618	1971	28	1973
27	53	320	1976	609	1951	27	1959
28	55	318	1943	602	1943	27	1963
29	57	312	1967	594	1967	27	1944
30	59	297	1931	570	1968	27	1958
31	61	294	1968	560	1942	26	1960
32	63	292	1942	555	1957	26	1934
33	65	292	1932	554	1956	26	1935
34	67	290	1974	553	1931	26	1952
35	69	288	1936	553	1936	25	1942
36	71	288	1957	550	1932	25	1971
37	73	287	1956	549	1969	24	1969

Окончание таблицы Б.1

m	P, %	$Q_{\text{год}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы	$Q_{\text{полов}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы	$Q_{\text{межн}} \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$	Годы
38	75	287	1959	547	1979	24	1947
39	76	287	1969	547	1960	23	1936
40	78	286	1960	546	1959	22	1976
41	80	284	1979	544	1974	21	1940
42	82	275	1954	537	1965	21	1957
43	84	275	1965	521	1954	20	1946
44	86	272	1933	515	1973	20	1978
45	88	271	1973	506	1933	20	1956
46	90	261	1940	500	1940	20	1979
47	92	247	1977	477	1977	19	1930
48	94	241	1952	456	1952	19	1968
49	96	230	1946	441	1946	18	1977
50	98	178	1949	324	1949	14	1965

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 - Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году

Месяц	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{н.б.} , м ³ /с	Q _{вхк} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{х.сб.} , м ³ /с	Q _{ГЭС} , м ³ /с	V _{нач} , км ³	dV, км ³	V _{кон} , км ³	Z _{нач} , м	Z _{ср} , м	Z _{кон} , м	Z _{нб} , м	H _{ГЭС} , м	N _{ГЭС} , МВт	N _{грп} , МВт
11	61	366	150	303	0	372	10,500	0,81	9,69	208,00	206,90	205,79	160,85	45,52	149	149
12	6	454	150	445	0	459	9,69	1,21	8,48	205,79	204,02	202,24	161,14	42,35	171	171
1	6	509	150	500	0	508	8,48	1,34	7,14	202,24	200,07	197,90	161,27	38,26	171	171
2	1	519	150	515	0	498	7,14	1,20	5,93	197,90	195,75	193,60	161,25	33,97	149	149
3	6	150	150	141	0	147	5,93	0,38	5,56	193,60	192,87	192,15	159,60	32,74	42	ВХК
4	14	150	150	133	0	147	5,56	0,34	5,21	192,15	191,45	190,76	159,34	31,59	41	ВХК
5	502	160	160	-355	0	147	5,21	-0,92	6,13	190,76	192,55	194,34	159,41	32,61	42	ВХК
6	605	160	160	-457	0	148	6,13	-1,19	7,32	194,34	196,43	198,53	159,41	36,49	47	ВХК
7	683	160	160	-536	0	147	7,32	-1,39	8,71	198,53	200,74	202,95	159,41	40,80	53	ВХК
8	510	160	160	-363	0	147	8,71	-0,94	9,65	202,95	204,32	205,69	159,41	44,38	58	ВХК
9	361	160	160	-214	0	147	9,65	-0,55	10,21	205,69	206,44	207,19	159,41	46,50	60	ВХК
10	259	160	160	-112	0	147	10,21	-0,29	10,500	207,19	207,60	208,00	159,41	47,66	62	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{н.б.} , м ³ /с	Q _{вжк.} , м ³ /с	Q _{вдхр.} , м ³ /с	Q _{х.сб.} , м ³ /с	Q _{ГЭС} , м ³ /с	V _{нач} , км ³	dV, км ³	V _{кон} , км ³	Z _{нач} , м	Z _{ср} , м	Z _{кон} , м	Z _{нб} , м	H _{ГЭС} , м	N _{ГЭС} , МВт	ЭМЛН. кВт·ч
11	81	374	150	291	0	371	10,500	0,75	9,75	208,00	206,97	205,94	160,85	45,59	149	107
12	30	452	150	420	0	450	9,75	1,12	8,62	205,94	204,31	202,67	161,10	43,20	171	123
1	21	494	150	471	0	492	8,62	1,22	7,40	202,67	200,73	198,79	161,22	39,51	171	123
2	27	484	150	454	0	482	7,40	1,10	6,30	198,79	196,88	194,97	161,19	35,16	149	107
3	32	236	150	201	0	233	6,30	0,52	5,78	194,97	194,00	193,03	160,23	33,24	68	49
4	68	292	150	221	0	289	5,78	0,57	5,21	193,03	191,89	190,76	160,52	30,84	79	57
5	662	315	160	-360	0	302	5,21	-0,93	6,14	190,76	192,57	194,38	160,62	31,42	84	60
6	745	197	160	-560	0	185	6,14	-1,45	7,60	194,38	196,90	199,42	159,63	36,74	60	43
7	783	160	160	-636	0	147	7,60	-1,61	9,20	199,42	201,91	204,40	159,37	42,00	54	39
8	639	310	160	-342	0	297	9,20	-0,89	10,09	204,40	205,63	206,87	160,24	44,86	117	85
9	365	259	160	-119	0	246	10,09	-0,31	10,397	206,87	207,27	207,68	159,99	46,75	101	73
10	286	259	160	-40	0	246	10,40	-0,10	10,500	207,68	207,84	208,00	159,99	47,32	103	74

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4– Координаты для построения ИКН зимних и летних суток

Зимние сутки						Летние сутки					
Р _{ранж} , МВт	ΔР, МВт	t, ч	ΔЭ, млн кВт·ч	Э _{ко} , млн кВт·ч	Р _{ко} , МВт	Р _{ранж} , МВт	ΔР, МВт	t, ч	ΔЭ, млн кВт·ч	Э _{ко} , млн кВт·ч	Р _{ко} , МВт
1600	41,6	1	0,042	0,002	0,042	928	49	1	0,050	0,049	49
1558	37,1	2	0,074	0,009	0,116	878	10	2	0,020	0,070	59
1521	25,3	3	0,076	0,018	0,192	868	1	3	0,003	0,073	60
1496	17,6	4	0,070	0,027	0,262	867	20	4	0,084	0,156	81
1478	22,4	5	0,112	0,038	0,374	846	6	5	0,034	0,191	88
1456	17,9	6	0,108	0,064	0,482	839	1	6	0,011	0,202	90
1438	4,5	7	0,031	0,072	0,513	837	11	7	0,082	0,284	102
1433	80,8	8	0,646	0,078	1,159	825	10	8	0,082	0,366	112
1352	41,1	9	0,370	0,088	1,529	815	9	9	0,088	0,453	122
1311	9,3	10	0,093	0,098	1,622	806	9	10	0,092	0,545	131
1302	13,1	11	0,144	0,104	1,767	796	9	11	0,108	0,653	141
1289	7,8	12	0,094	0,121	1,860	787	10	12	0,129	0,781	151
1281	0,2	13	0,002	0,346	1,863	776	40	13	0,530	1,311	192
1281	35,4	14	0,495	0,394	2,358	735	8	14	0,124	1,436	201
1245	15,6	15	0,233	0,772	2,591	726	9	15	0,145	1,581	211
1230	195,2	16	3,123	0,932	5,714	716	115	16	1,849	3,431	326
1035	127,7	17	2,171	1,128	7,884	601	52	17	0,899	4,330	379
907	99,2	18	1,786	1,487	9,670	548	42	18	0,758	5,088	421
808	61,1	19	1,161	1,547	10,831	506	27	19	0,522	5,610	449
747	20,8	20	0,416	1,779	11,247	478	4	20	0,082	5,691	453
726	0,0	21	0,000	1,804	11,247	474	16	21	0,343	6,034	469
726	29,1	22	0,641	1,877	11,888	458	0	22	0,000	6,034	469
697	0,0	23	0,000	1,900	11,888	458	0	23	0,000	6,034	469

Продолжение приложения Б

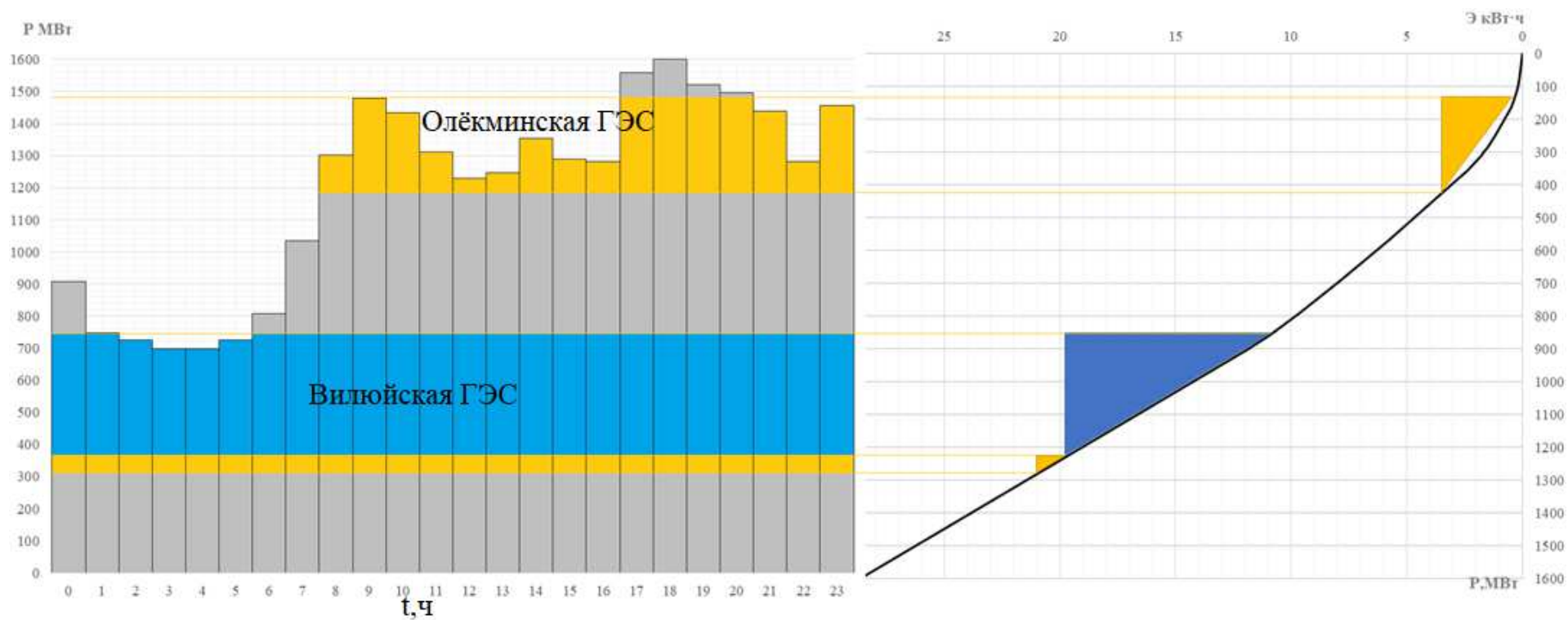


Рисунок Б.1- ИКН зимних суток с вписанными станциям

Продолжение приложения Б

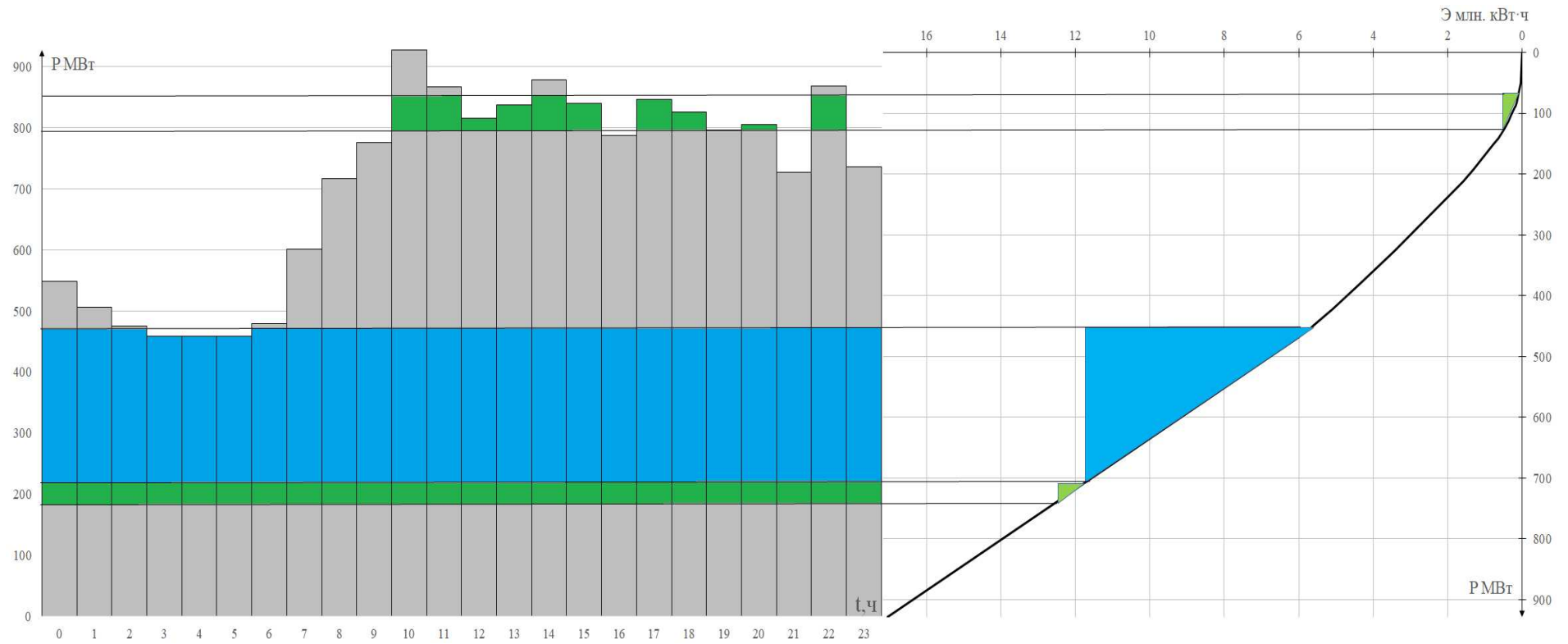


Рисунок Б.2 – ИКН для летних суток

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1- Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбин

Параметр	Тип турбины						
	ПЛ50-В-530	ПЛ50-В-560	ПЛ50-В-600	ПЛ50-В-630	ПЛД5 0-В-530	ПЛД5 0-В-600	ПЛД5 0-В-630
D_1	1,34	1,13	1,34	1,18	1,36	1,42	1,18
$Q'(H_{min})$	1,453	1,285	1,52	1,36	1,473	1,54	1,36
$Q'(H_{расч})$	1	0,9	1,04	0,95	0,998	1,04	0,95
$Q(H_{min})$	203,5	191,6	260,9	253,3	206,6	276,4	253,3
$Q(H_{расч})$	254,4	251,1	341,0	336,4	257,9	345,5	336,4
$Q(H_{min})$	197,8	198,7	263,6	265,5	197,4	263,6	265,5
$Z_{нб}(Q(H_{min}))$	159,70	159,62	160,02	159,98	159,71	160,10	159,98
$Z_{нб}(Q(H_{расч}))$	159,99	159,97	160,40	160,38	160,00	160,41	160,38
$Z_{нб}(Q(H_{max}))$	159,66	159,67	160,03	160,04	159,66	160,03	160,04
$\sigma(H_{min})$	0,46	0,35	0,457	0,37	0,36	0,43	0,37
$\sigma(H_{расч})$	0,52	0,396	0,6	0,45	0,45	0,49	0,45
$\sigma(H_{max})$	0,25	0,208	0,27	0,23	0,2	0,23	0,23
$H_s(H_{min})$	-4,32	-1,22	-4,24	-1,78	-1,50	-3,47	-1,78
$H_s(H_{расч})$	-11,00	-6,32	-14,03	-8,36	-8,36	-9,87	-8,36
$H_s(H_{max})$	-3,48	-1,44	-4,45	-2,51	-1,06	-2,51	-2,51
$Z_{рк}(H_{min})$	155,38	158,40	155,79	158,20	158,21	156,63	158,20
$Z_{рк}(H_{расч})$	148,98	153,65	146,37	152,02	151,65	150,54	152,02
$Z_{рк}(H_{max})$	156,18	158,22	155,58	157,53	158,60	157,52	157,53

Продолжение приложения В.

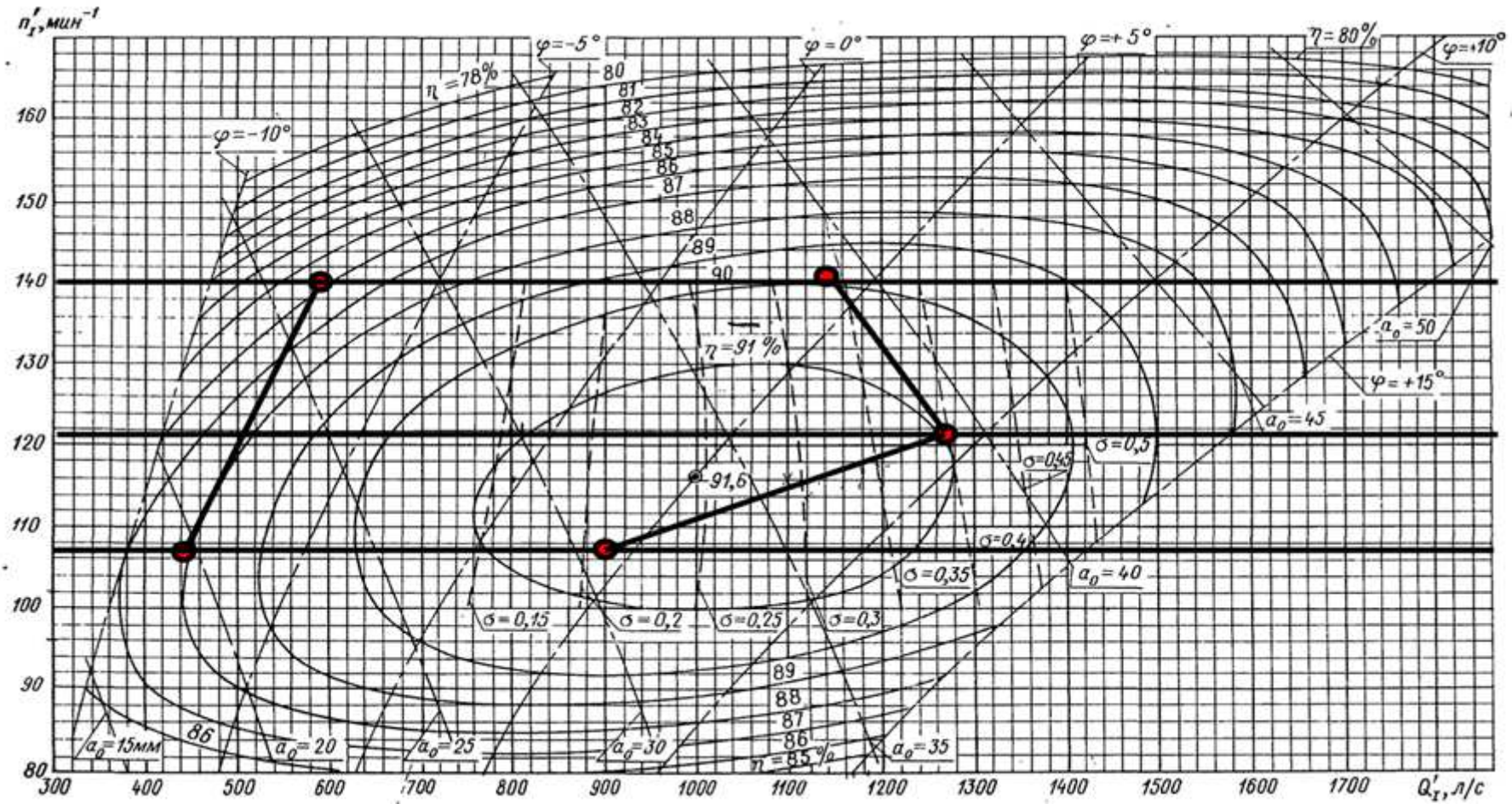


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ50-В-560

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 2 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
ОЛЁКМА. КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ И
ПОМЕХОЗАЩИЩЁННОСТЬ**

тема

Инженер по релейной
защите и автоматике
службы релейной защиты
и автоматики Саяно-
Шушенской ГЭС им.

Руководитель

 02.07.20
подпись, дата

П.С. Непорожного
должность

А.В. Широков
инициалы, фамилия

Выпускник

 02.07.20
подпись, дата

А.О. Салыков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Олёкминской ГЭС на реке Олёкма. Кибербезопасность и помехозащищённость».

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР


подпись, дата


инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты


подпись, дата


инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата


инициалы, фамилия


Релейная защита и автоматика


подпись, дата


инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла


подпись, дата


инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда


подпись, дата


инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата


инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование


подпись, дата


инициалы, фамилия

Нормоконтролер


подпись, дата


инициалы, фамилия