

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОМОЛОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОМОЛОН.
ОПАСНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ В СОСТАВЕ
ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС**

Руководитель _____
подпись, дата

начальник СОР и ПК филиала
ПАО «РусГидро»-
«Саяно-Шушенская ГЭС имени
П.С. Непорожного»

Е.П. Сорокин
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Ю.П. Шейко
инициалы, фамилия

Черемушки, 2020

Продолжение титульного листа ВКР по теме «Проектирование Омолонской ГЭС на реке Омолон. Опасные производственные объекты в составе оборудования ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

Е.Ю. Затеева

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

А.В. Масленникова

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

А.А. Ачитаев

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

подпись, дата

А.В. Широков

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

подпись, дата

В.Б. Затеев

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность.

подпись, дата

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

В.А. Кадычegov

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

В.В. Лапасова

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

А.А. Чабанова

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Омолонской ГЭС	8
Введение	10
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	11
1.1 Природные условия	11
1.1.1 Климат	11
1.1.2 Гидрологические данные	11
1.1.3 Инженерные геологические условия	13
1.1.4 Сейсмические условия	13
1.2 Характеристики энергетической системы.....	13
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Исходные данные	15
2.1.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	15
2.1.2 Выбор расчетного средневодного года ($P = 50\%$).....	16
2.1.3 Выбор расчетного маловодного года ($P = 90\%$)	17
2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов.....	18
2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	18
2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	20
2.2.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями.....	22
2.2.4 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований водохозяйственной системы.....	23
2.3 Баланс мощности	24
2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году.....	25
2.5 Определение установленной мощности, проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности в энергосистеме.....	27
2.6 Водно-энергетический расчет режима работы, проектируемой ГЭС в среднем по водности году	29
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	31
3.1 Выбор числа и типа агрегатов.....	31
3.1.1 Построение режимного поля	31
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	33
3.1.3 Определение параметров турбин	34
3.1.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	38
3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора	39
3.3 Расчет спиральной камеры.....	40
3.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины	43
3.4.1 Расчет вала на прочность.....	43

3.4.2	Расчет подшипника	44
3.5	Выбор маслонапорной установки	45
3.6	Выбор электрогидравлического регулятора	45
3.7	Выбор геометрических размеров машинного зала	45
3.8	Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины	46
4.	Электрическая часть.....	47
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	47
4.1.1	Выбор основного оборудования ГЭС	48
4.1.1.1	Выбор синхронных генераторов.....	48
4.2	Выбор повышающих трансформаторов	48
4.2.1	Выбор трансформаторов собственных нужд	51
4.2.2	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий	52
4.3	Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения на основании технико-экономического расчёта.....	53
4.4	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения «RastrWin»	55
4.4.1	Расчёт исходных данных	55
4.4.3	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	56
4.4.4	Результаты расчёта токов короткого замыкания	58
4.4.5	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	58
4.4.6	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	59
4.4.7	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	61
4.5	Выбор параметров КРУЭ	61
4.5.1	Выбор ячейки КРУЭ и её номинальные параметры.....	61
5	Релейная защита и автоматика	63
5.1	Расчет номинальных токов.	63
5.2	Перечень защит основного оборудования	63
5.3	Параметры защищаемого оборудования	65
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	66
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	66
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo)).....	68
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	71
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	71
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок(I1).....	74
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <.....	76
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	79
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	80

6	Компоновка и сооружения гидроузла	82
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины	82
6.1.1	Определение класса гидротехнического сооружения	82
6.1.2	Определение гребня бетонной плотины	82
6.2	Гидравлические расчеты	84
6.2.1	Пропуск расходов через основной поверхностный водосброс	84
6.2.2	Построение профиля водосливной плотины	87
6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия аварийного водосброса ...	88
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	89
6.2.5	Гашение энергии потока. Расчет водобойной стенки	90
6.2.6	Проверка на пропуск поверочного расхода	92
6.3	Конструирование бетонной водосливной плотины	93
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	93
6.3.2	Ширина плотины по гребню	95
6.3.3	Разрезка плотины по швам	95
6.3.4	Быки	95
6.3.5	Устой	95
6.3.6	Дренаж тела плотины	95
6.3.7	Галереи в теле плотины	96
6.3.8	Конструирование отдельных элементов подземного контура	96
6.3.8.1	Цементационная завеса	96
6.3.8.2	Дренажные устройства в основании	97
6.4	Конструктивные элементы нижнего бьефа	97
6.4.1	Водобой	97
6.4.2	Рисберма	98
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	99
6.5.1	Вес сооружения и затворов	99
6.5.2	Силы гидростатического давления воды	100
6.5.3	Давление грунта	102
6.5.4	Волновое давление	104
6.5.5	Оценка прочности плотины	105
6.5.6	Критерии прочности плотины и ее основания	106
6.5.7	Обоснование устойчивости плотины	107
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Омолонской ГЭС. Охрана труда и противопожарная безопасность	109
7.1	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Омолонского гидроузла	109
7.1.1	Общие сведения о районе строительства	109
7.1.2	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	110
7.1.3	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	110
7.1.4	Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции	110
7.1.5	Воздействия на природную среду в строительный период	111

7.1.6	Отходы, образующиеся при строительстве	113
7.2	Безопасность гидротехнических сооружений	114
7.3	Охрана труда	115
7.4	Пожарная безопасность	116
8	Определение технико-экономических показателей	119
8.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	119
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	119
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	119
8.1.3	Налоговые расходы	122
8.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	123
8.3	Оценка инвестиционного проекта	123
8.3.1	Методология, исходные данные	123
8.3.2	Коммерческая эффективность (НПВ)	124
8.3.3	Бюджетная эффективность	125
8.3.4	Анализ чувствительности	125
9.	Опасные производственные объекты в составе оборудования ГЭС	128
9.1	Общие положения	128
9.1.1	Основные понятия	128
9.1.2	Опасные производственные объекты	129
9.1.3	Классификация опасных производственных объектов	130
9.1.4	Установка, размещение и обвязка сосудов	131
9.1.5	Требования промышленной безопасности	132
9.1.6	Правовое регулирование в области промышленной безопасности	133
9.1.7	Федеральные органы исполнительной власти в области промышленной безопасности	133
9.2	Основы промышленной безопасности	134
9.2.1	Технические устройства, применяемые на опасном производственном объекте	135
9.2.2	Требования промышленной безопасности к проектированию, строительству, реконструкции, капитальному ремонту, вводу в эксплуатацию, техническому перевооружению, консервации и ликвидации опасного производственного объекта	135
9.2.3	Требования промышленной безопасности к монтажу, ремонту, реконструкции (модернизации) и наладке оборудования под давлением ..	137
9.2.5	Требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта	139
9.2.6	Требование к персоналу	141
9.2.7	Требования промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте	143
9.2.8	Требования к организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и управления промышленной безопасностью	144

9.2.9 Гидравлическое (пневматическое) испытание	145
Заключение	147
Список используемых источников	149
Приложение А Исходный гидрологический ряд	152
Приложение Б Водно-энергетические расчеты	153
Приложение В Основное и вспомогательное оборудование	157
Приложение Г Устройства РЗА	159

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ОМОЛОНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Омолон
2. Местонахождение ГЭС.....Магаданская область
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС

4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....680 м³/с
 - б) всех турбин.....1598,4 м³/с
 - в) максимальный с обеспеченностью: 1% 6798 м³/с

 - 0,1%.....8934 м³/с

5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....многолетний
 - б) отметка: НПУ.....377,00 м
 - ФПУ379,70 м
 - УМО.....369,03 м
 - в) объемы
 - полный.....14,4 км³
 - полезный..... 5,85 км³

6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....42,1 м
 - б) расчетный.....34,1 м
 - в) минимальный.....30,2 м

7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность
 - установленная.....495 МВт
 - гарантированная.....245 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка энергии.....1,97 млрд. кВт·ч

8. Плотина (состав):
 - а) левобережная - глухая бетонная,
 - б) стационарная часть - глухая бетонная,
 - в) правобережная – глухая бетонная.

9. Водобросные сооружения:
 - а) тип..... бетонная водосливная плотина
 - б) число и размер пролетов.....4 по 16 м
 - в) тип гасителя..... две водобойные стенки
 - г) общая длина.....109,46 м
 - д) максимальная высота..... 53 м

10. Здание ГЭС

- а) тип здания.....приплотинное
- б) число агрегатов.....6
- в) грунты в основании.....гранит
- г) тип спиральной камеры..... металлическая круглая

11. Основное оборудования:

- а) тип гидротурбин..... РО45-В-600
- б) тип гидрогенератора..... СВ-1160/180-72
- в) номинальная активная мощность генератора..... 83 МВт
- г) частота вращения..... 83,3 об/мин
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-125000/220

12. Техничко-экономические показатели

- а) срок окупаемости.....145 месяцев
- б) себестоимость.....0,49 руб/ кВт·ч
- в) удельные капиталовложения..... 86402,83 руб/ кВт·ч

ВВЕДЕНИЕ

Более 70 процентов земной поверхности покрыто водой. Было бы неразумно не использовать столь широкую распространенность воды в природе для народного хозяйства. Грамотное и целесообразное использование гидроресурсов, неотъемлемая часть увеличения благосостояния любой страны.

Низкая себестоимость электроэнергии на сегодняшний день у гидравлических электростанций, с неоспоримым плюсом, таким как экологическая чистота. Себестоимость электроэнергии, произведенной на ГЭС, не зависит от колебаний цен на традиционное топливо: уголь, газ, мазут, уран. Топливная составляющая отсутствует в себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка. Особое свойство гидротехнических сооружений заключается в том, что их разрушение высвобождает на волю разрушительную стихию в виде воды, приводящее за короткое время к колоссальным материальным убыткам, но что особо важно к большим человеческим жертвам. Гидростанции - один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия турбин гидростанций достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

Современная тенденция развития гидроэнергетики в мире подтверждает важную роль использования постоянно возобновляемого экологически чистого источника энергии – воды.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Омолон — река в России, на севере Дальнего Востока, правый и самый крупный приток Колымы. Протекает по территории Якутии, Чукотского автономного округа и Магаданской области. Длина реки 1114 км, площадь водосборного бассейна 113 000 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат на протяжении реки резко континентальный, субарктический, где господствует Сибирский антициклон с очень холодными зимами и относительно жарким летом. Среднегодовая температура воздуха составляет $-12,8$ °С, абсолютный минимум зафиксирован -61 °С, абсолютный максимум $+34$ С. Годовая сумма осадков — 240 мм, большая часть состоит из дождя и мороси.

Циклоны, приходящие с Охотского моря, способствуют образованию мощной облачности, усилению ветра и выпадению осадков. Основное их количество приходится на июль-ноябрь.

Частыми являются ранние заморозки (сентябрь). Несмотря на суровые природно-климатические условия, регион располагает наличием уникальных факторов для развития отдельных направлений туристической отрасли: экстремального, экспедиционного, рыболовного, спортивного и других видов активного отдыха.

1.1.2 Гидрологические данные

Омолон — река в России, на севере Дальнего Востока, правый и самый крупный приток Колымы. Протекает по территории Якутии, Чукотского автономного округа и Магаданской области. Длина реки 1114 км, площадь водосборного бассейна 113 000 км².

Питание реки снеговое и дождевое, средний расход воды около 680 м³/с. Ширина основного русла в среднем течении составляет около 500 м при скорости течения 7-9 м/с.

Река является судоходной на 595 км от устья и сплавной в нижнем течении. В середине июня каждую навигацию осуществлялся перегон каравана гружёных барж из Зырянки в посёлок Омолон и обратно, при этом с возможной промежуточной зимовкой.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Омолон в верхнем бьефе Омолонской ГЭС за период 1946 - 1995 представлен в приложении А, Таблице А.1.

Среднегодовой сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 680 \cdot 31536000 = 21,44 \text{ км}^3 \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – средний многолетний расход из приложения А, Таблица А.1;

t – число секунд в году.

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

Требования участников ВХК и потери воды представлены на таблицы 1.2.

Таблица 1.1 – Координаты кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа		
Zвб, м	V, км ³	Q, м ³ /с (зима)	Q, м ³ /с (лето)	Zнб, м
333,0	0,0	0	0	333,0
340,0	0,7	700	1000	335,5
350,0	1,9	1400	2000	337,2
360,3	3,7	2100	3000	338,4
361,6	4,1	2800	4000	339,4
364,7	5,0	3500	5000	340,4
368,3	6,5	4200	6000	341,2
372,0	9,1	4900	7000	342,1
373,1	10,2	5600	8000	342,8
374,9	12,0	6300	9000	343,5
376,3	13,5	7000	10000	344,2
377,0	14,4	7700	11000	344,8
377,9	15,5	8400	12000	345,4
378,2	16,2	9100	13000	345,8

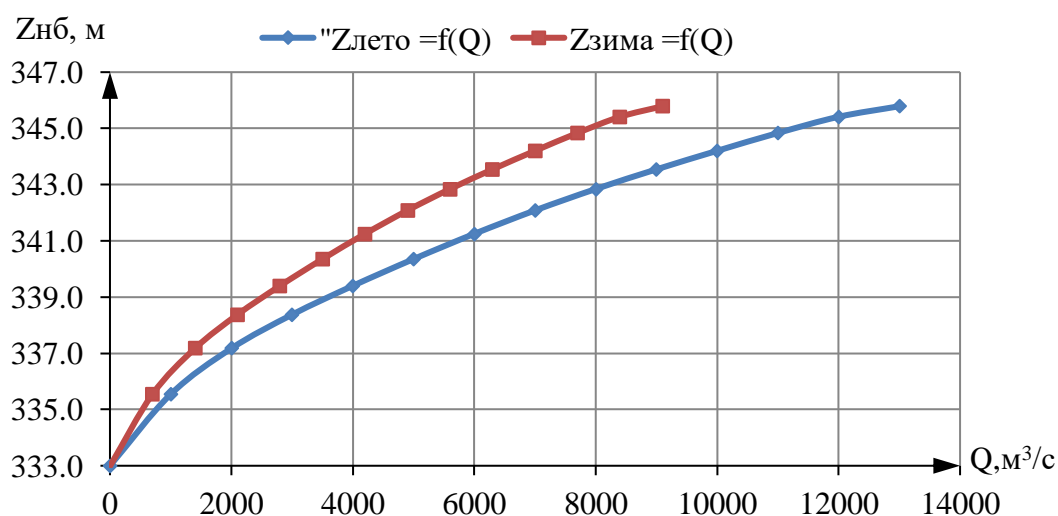


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и отметок в НБ

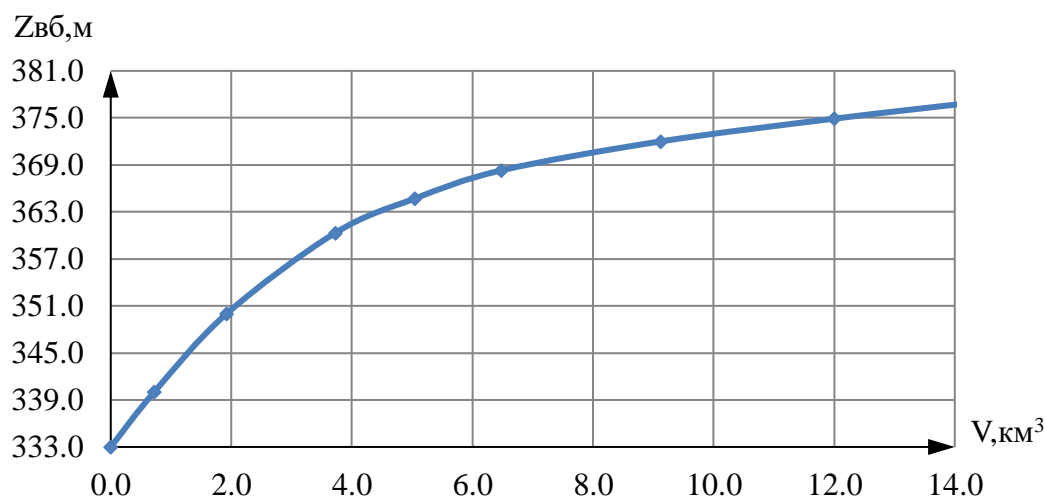


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и уровней в ВБ

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	200	200	200	200	400	400	400	400	400	200	200	200
Сан.попуск	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Испарение	0	0	0	0	6	8	5	4	2	1	0	0
Льдообразование	-9	-6	0	20	50	30	0	0	0	-7	-24	-49
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

1.1.3 Инженерные геологические условия

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

В основании реки Омолон – скальная порода: гранит.

1.1.4 Сейсмические условия

Магаданская область не относится к наиболее сейсмоактивным зонам Земли. Многие районы планеты чаще испытывают сильные землетрясения.

Жители Магадана ощущают природные толчки каждые три-четыре года, причем интенсивность таких толчков нередко бывает значительной – землетрясения ощущаются людьми на расстояниях в сотни километров от очагов.

Согласно карте сейсмической активности, в районе нахождения ГЭС возможны землетрясения порядка 8 баллов по шкале MSK-64.

1.2 Характеристики энергетической системы

Проектируемая Омолонская ГЭС относится к изолированной от Единой энергосистемы России, Магаданской энергосистеме.

По причине географической отдалённости, энергосистема Магаданской области не связана с Единой энергосистемой России и энергосистемами других регионов, за исключением связи с энергоузлом Оймяконского улуса Якутии по двум линиям электропередачи напряжением 110 кВ.

Запланировано строительство линии электропередачи напряжением 220 кВ для соединения энергосистемы Магаданской области и Чаун-Билибинского энергоузла Чукотского автономного округа. Также в Магаданской области имеется зона децентрализованного энергоснабжения, включающая в себя дизельные электростанции, обеспечивающие электроэнергией отдалённые посёлки.

По состоянию на 2019 год, на территории Магаданской области эксплуатировались 4 крупные электростанции — две гидроэлектростанции и две тепловые электростанции, а также несколько небольших дизельных электростанций, общей мощностью 1549,4 МВт. В 2018 году они произвели 2546 млн кВт·ч электроэнергии (без учёта выработки дизельных электростанций).

Структура установленных мощностей электростанций, приведена в таблице 1.3:

Таблица 1.3 – Структура установленных мощностей электростанций

Типы электростанций	Установленная мощность, МВт
ГЭС	1210,5
ГРЭС	224
ТЭЦ	320
Дизельные электростанции	18,9

Общая протяженность линий электропередачи в Магаданской области по состоянию на 2018 год составляет 8087 км (по цепям), в том числе ВЛ 220 кВ — 1717 км, ВЛ 154 кВ — 2648 км, ВЛ 110 кВ — 1610 км, ВЛ 35-0,4 кВ — 2112 км. Большая часть линий электропередачи (общей протяжённостью 7860 км) эксплуатируется ПАО «Магаданэнерго».

Ввиду своего изолированного характера, энергосистема Магаданской области сбалансирована по производству и потреблению электроэнергии. Абсолютный максимум нагрузки в 2018 году в Магаданской области составил 502 МВт. Большую часть энергопотребления, около 44 % по итогам 2018 года, обеспечивают предприятия, занимающиеся добычей полезных ископаемых. Наиболее крупной энергосбытовой компанией в регионе является ПАО «Магаданэнерго».

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:
 - 1.1 Изолированная Магаданская энергосистема;
 - 1.2 Годовой максимум нагрузки и суточный график нагрузки;
 - 1.3 Установленная мощность существующих ГЭС 570 МВт;
 - 1.4 Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 8%;
2. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0.7, рисунок 1.1.
3. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$.
4. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,6$ м.
5. НПУ Омолонской ГЭС $Z = 377$ м., Дно гидроузла $Z = 333$ м.
6. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.2.

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

При выборе расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся месяцы V- VIII; к периоду межени относятся IX - IV месяцы). Начало года считаем с первого месяца после половодья.

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

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за меженный сезон), ранжированного в убывающем порядке;

$n = 50$ – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно. Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены в (таблице Б.1 приложения Б).

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

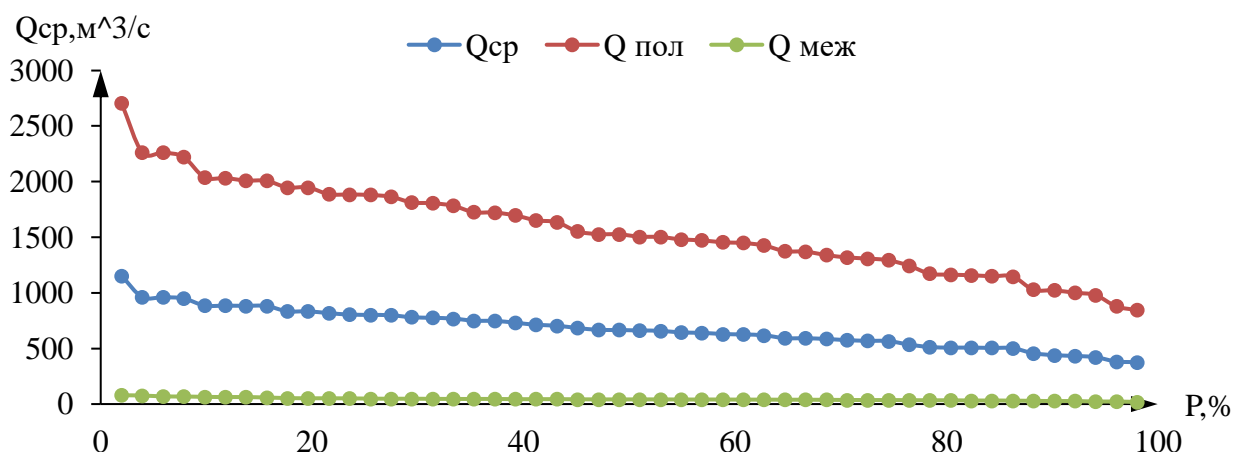


Рисунок 2.1– Эмпирические кривые обеспеченности

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

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности.

2.1.2 Выбор расчетного средневодного года ($p = 50\%$)

При заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Необходимо выполнить расчет для двух лет: 1955 и 1960, таблица 2.1.

Определим коэффициенты приведения по межени и половодью соответственно для 1955 и 1960 года:

$$\begin{aligned}
 & \text{1955:} & \text{1960:} \\
 K_M &= \frac{Q_{\text{база}}}{Q_{M1955}} = \frac{42}{68} = 0,62; & K_M &= \frac{Q_{\text{база}}}{Q_{M1960}} = \frac{42}{43} = 0,98; \\
 K_{\Pi} &= \frac{Q_{\text{база}}}{Q_{\Pi1955}} = \frac{1517}{1503} = 1,00; & K_{\Pi} &= \frac{Q_{\text{база}}}{Q_{\Pi1960}} = \frac{1517}{1529} = 0,99.
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

Таблица 2.1 – Расчет расходов для обеспеченности 50%

P, %	Q _{ср. год} , м ³ /с	Годы	Q _{пол} , м ³ /с	Годы	Q _{межень} , м ³ /с	Годы
49	666	1995	1527	1968	42	1953
50	664		1517		42	
51	662	1960	1506	1958	42	1965

Так как коэффициенты приведения близки к единице, их не учитываем, принимаем 1960 г.

2.1.3 Выбор расчетного маловодного года (P = 90%)

При заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности присутствует конкретный год. Необходимо выполнить вышеприведенный расчет для 1962 года. Определим коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_M = \frac{Q_{M1966}}{Q_{M1962}} = \frac{27}{23} = 1,17; \quad K_{II} = \frac{Q_{II1962}}{Q_{II1962}} = \frac{1023}{1023} = 1.$$

Скорректируем гидрограф средневодного года в те месяцы, где расход меньше по величине расхода за соответствующие месяцы маловодного года, таблица 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные гидрографы средневодного года с приведением и с корректировкой по маловодному году

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср} , м ³ /с
1960	3	5	7	12	1112	3043	1901	1216	725	150	94	28	662
1962	3	4	5	9	1112	1556	1091	858	497	101	30	12	440

Расчетные гидрографы заданной обеспеченности стока представлены на рисунке 2.2.

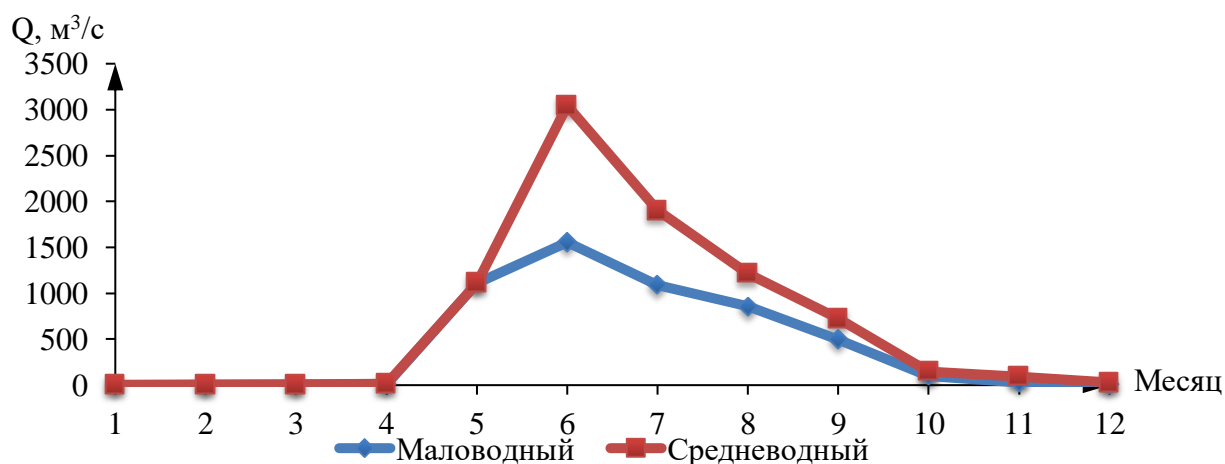


Рисунок 2.2 – Расчетные гидрографы средневодного и маловодного года

2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

2.2.1 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Порядок построения суточных графиков следующий. Для заданного района расположения энергосистемы и числа часов использования ее годового максимума нагрузки по справочным данным определяются коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{сут}^л$ и $\beta_{сут}^з$ зимнего графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\alpha_л$.

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

$$P_t^з = P_c^{\max}(\alpha_t^з \cdot \beta_{сут}^з + b_t^з); \quad (2.3)$$

$$P_t^л = P_c^{\max} \cdot \alpha_л(\alpha_t^л \cdot \beta_{сут}^л + b_t^л). \quad (2.4)$$

где $\alpha_t^з, b_t^з, b_t^л, \alpha_t^л$ - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков.

$$\beta_{сут}^з = 0,83;$$

$$\beta_{сут}^л = 0,85;$$

$$\alpha_л = 0,58.$$

Суточные графики нагрузки сведем в (таблицу Б.2, приложение Б). Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем нагрузку в течение суток в убывающем порядке, делим на зоны, соответствующие приращениям нагрузки, определяем выработку электроэнергии в данной зоне. Расчет координат интегральной кривой нагрузки сведем в таблицы 2.3 и 2.4 для летнего и зимнего периодов соответственно. Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки представлены на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для зимнего периода

Рранж, МВт	ΔP_t , МВт	Δt , ч	$\Delta \Sigma$, МВт·ч	P_{Σ} , МВт	$\Sigma \Sigma$, МВт·ч
1800	34	1	0,03	34	0,03
1766	12	2	0,02	46	0,06
1754	14	3	0,04	60	0,10
1740	27	4	0,11	87	0,21
1713	7	5	0,04	94	0,24
1706	12	6	0,07	106	0,32
1694	6	7	0,04	112	0,36

Продолжение таблицы 2.3

Рранж, МВт	ΔP_t , МВт	Δt , ч	$\Delta \Sigma$, МВт·ч	P_{Σ} , МВт	$\Sigma \Sigma$, МВт·ч
1688	28	8	0,22	140	0,58
1660	13	9	0,12	153	0,70
1647	15	10	0,15	168	0,85
1632	14	11	0,15	182	1,00
1618	38	12	0,46	220	1,46
1580	19	13	0,25	239	1,71
1561	18	14	0,25	257	1,96
1543	43	15	0,65	300	2,60
1500	174	16	2,78	474	5,39
1326	132	17	2,24	606	7,63
1194	8	18	0,14	614	7,77
1186	66	19	1,25	680	9,03
1120	0	20	0,00	680	9,03
1120	24	21	0,50	704	9,53
1096	0	22	0,00	704	9,53
1096	54	23	1,24	758	10,77
1042	1006	24	24,15	1764	34,92

Таблица 2.4 – Координаты интегральной кривой нагрузки заданной энергосистемы для летнего периода

P_t , МВт	ΔP_t , МВт	Δt , ч	$\Delta \Sigma$, МВт·ч	P_{Σ} , МВт	$\Sigma \Sigma$, МВт·ч
1041	19	1	0,02	19	0,02
1022	17	2	0,03	36	0,05
1005	0	3	0,00	36	0,05
1005	5	4	0,02	41	0,07
1000	16	5	0,08	57	0,15
984	5	6	0,03	62	0,18
979	14	7	0,10	76	0,28
965	0	8	0,00	76	0,28
965	8	9	0,07	84	0,35
957	10	10	0,10	94	0,45
947	0	11	0,00	94	0,45
947	10	12	0,12	104	0,57
937	25	13	0,33	129	0,90
912	1	14	0,01	130	0,91
911	11	15	0,17	141	1,08
900	96	16	1,54	237	2,61
804	30	17	0,51	267	3,12
774	32	18	0,58	299	3,70
742	24	19	0,46	323	4,16
718	7	20	0,14	330	4,30
711	19	21	0,40	349	4,69
692	1	22	0,02	350	4,72
691	3	23	0,07	353	4,79
688	667	24	16,00	1020	20,79

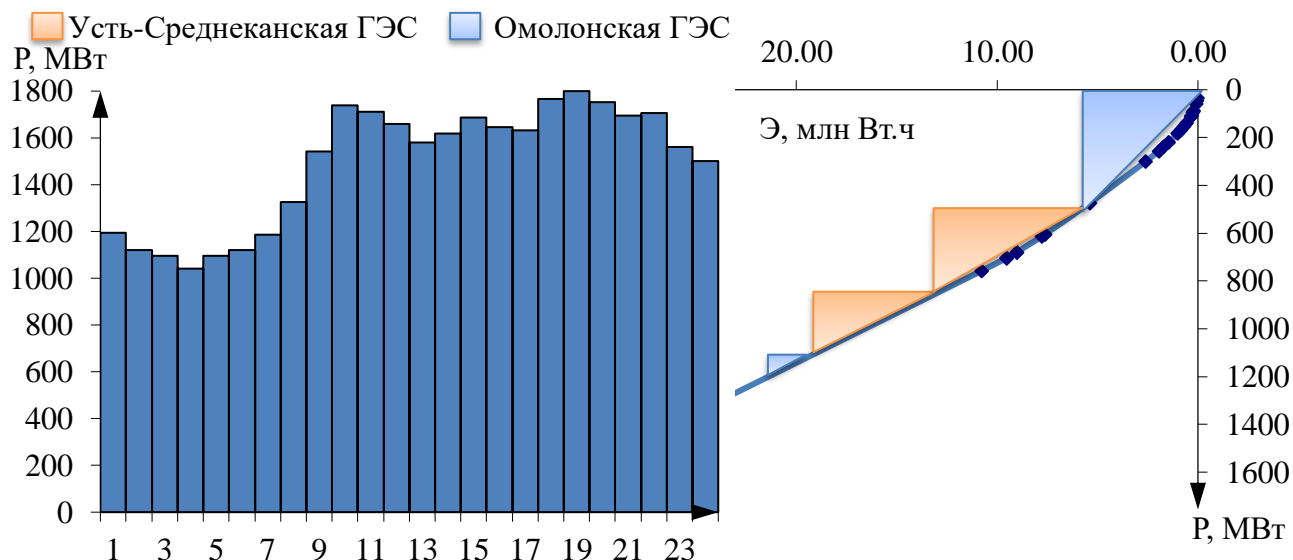


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

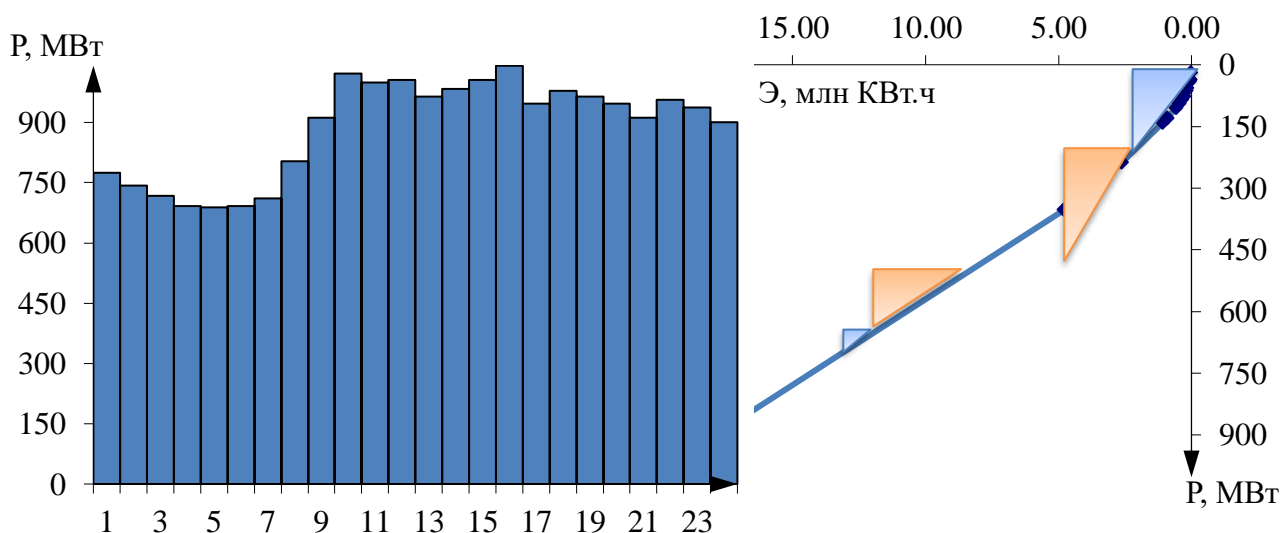


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

2.2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

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

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ), \quad (2.5)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a , b , – коэффициенты, которых определяются по формулам:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{Л}^{max}}{2} = \frac{1800 + 1041}{2} = 1420,5, \quad (2.6)$$

$$b = \frac{P_3^{\max} - P_L^{\max}}{2} = \frac{1800 - 1041}{2} = 379,5. \quad (2.7)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формуле:

$$P_t^{cp} = a_1 + b_1 \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ), \quad (2.8)$$

$$a_1 = \frac{P_3^{cp} + P_L^{cp}}{2} = \frac{1491 + 887}{2} = 1189,$$

$$b_1 = \frac{P_3^{cp} - P_L^{cp}}{2} = \frac{1491 - 887}{2} = 302.$$

Расчет графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	P_t^{\max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
I	1787	1481
II	1689	1403
III	1519	1267
IV	1322	1111
V	1152	976
VI	1054	898
VII	1054	898
VIII	1152	976
IX	1322	1111
X	1519	1267
XI	1689	1403
XII	1787	1481

График максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунке 2.5.

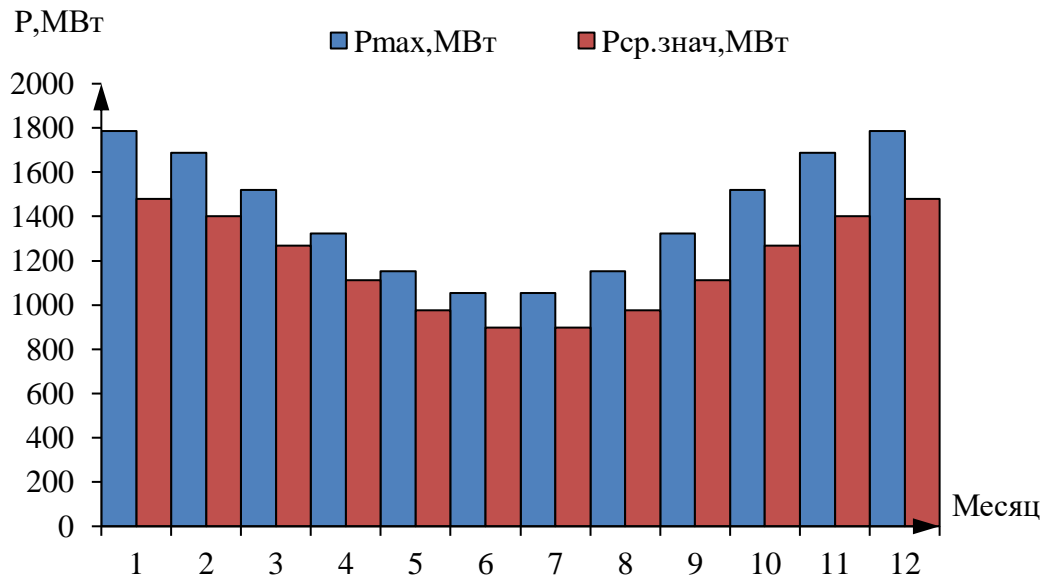


Рисунок 2.5 – График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.2.3 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими гидроэлектростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими гидроэлектростанциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Участие в покрытии суточных графиков нагрузки задается по существующим ГЭС в виде установленной и гарантированной мощностей: Мощности существующих ГЭС представлены в таблице 2.6.

$$N_{уст}^{сущ.гэс} = 570 \text{ МВт},$$

$$N_{гар}^{сущ.гэс} = 310 \text{ МВт}.$$

Таблица 2.6 - Рабочие мощности существующих ГЭС

Мощность, МВт	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{раб}$	684	684	627	570	513	455	513	570	627	684	684	684
$N_{нагр}$	23	26	17	18	19	10	19	18	17	26	25	23
$N_{рем}$										110		

Суточная гарантированная выработка энергии существующих ГЭС:

$$\mathcal{E}_{ср.уст}^{сущ.гэс\text{сим}} = N_{уст}^{сущ.гэс} \cdot t = 570 \cdot 24 = 8,4 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.9)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.уст}}^{\text{сущ.гэслето}} = N_{\text{уст}}^{\text{сущ.гэс}} \cdot t = 570 \cdot 24 = 5,6 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.10)$$

Затем, используя ИКН по среднесуточной выработке и расчетной рабочей мощности существующих ГЭС, определяем зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета (рисунок 2.3, 2.4).

2.2.4 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований водохозяйственной системы

Были проведены расчеты режимов по водотоку и по санитарному попуску, результаты представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 Таблица расчетов

месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт } 90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	4	5	9	1112	1556	1091	858	497	101	30	12
$\sum Q_{\text{потерь}}, \text{ м}^3/\text{с}$	-6	-3	3	23	80	63	30	29	27	18	-21	-46
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	9	7	2	-14	1032	1493	1061	829	470	83	51	58
Работа по водотоку												
$Q_{\text{быт } 90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	4	5	9	1112	1556	1091	858	497	101	30	12
$Z_{\text{нпу}}, \text{ м}$	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	333	333	333	333	336	337	336	336	335	333	333	333
$H, \text{ м}$	44	44	44	44	40	39	40	41	42	43	43	43
Работа по ВХК												
$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	200	200	200	200	400	400	400	400	400	200	200	200
$Z_{\text{нпу}}, \text{ м}$	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377	377
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	334	334	334	334	335	335	335	335	335	334	334	334
$H, \text{ м}$	43	43	43	43	42	42	42	42	42	43	43	43
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-72	-73	-74	-81	217	368	227	149	25	-44	-56	-53

$$\sum N_{\text{быт}} = 1800 \text{ МВт};$$

$$\sum N_{\text{ВХК}} = 1266 \text{ МВт.}$$

Избыточная мощность равна:

$$N_{\text{изб}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 1800 - 1266 = 534 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{изб}} = 534 \text{ МВт.}$$

2.3 Баланс энергии

Следующим этапом рассчитанные 2 режима работы, проектируемой ГЭС, вписываются в годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с уже вписанными на нём существующими ГЭС. В качестве существующей ГЭС возьмем мощность Усть-Среднеканской ГЭС. Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы представлено на рисунке 2.6.

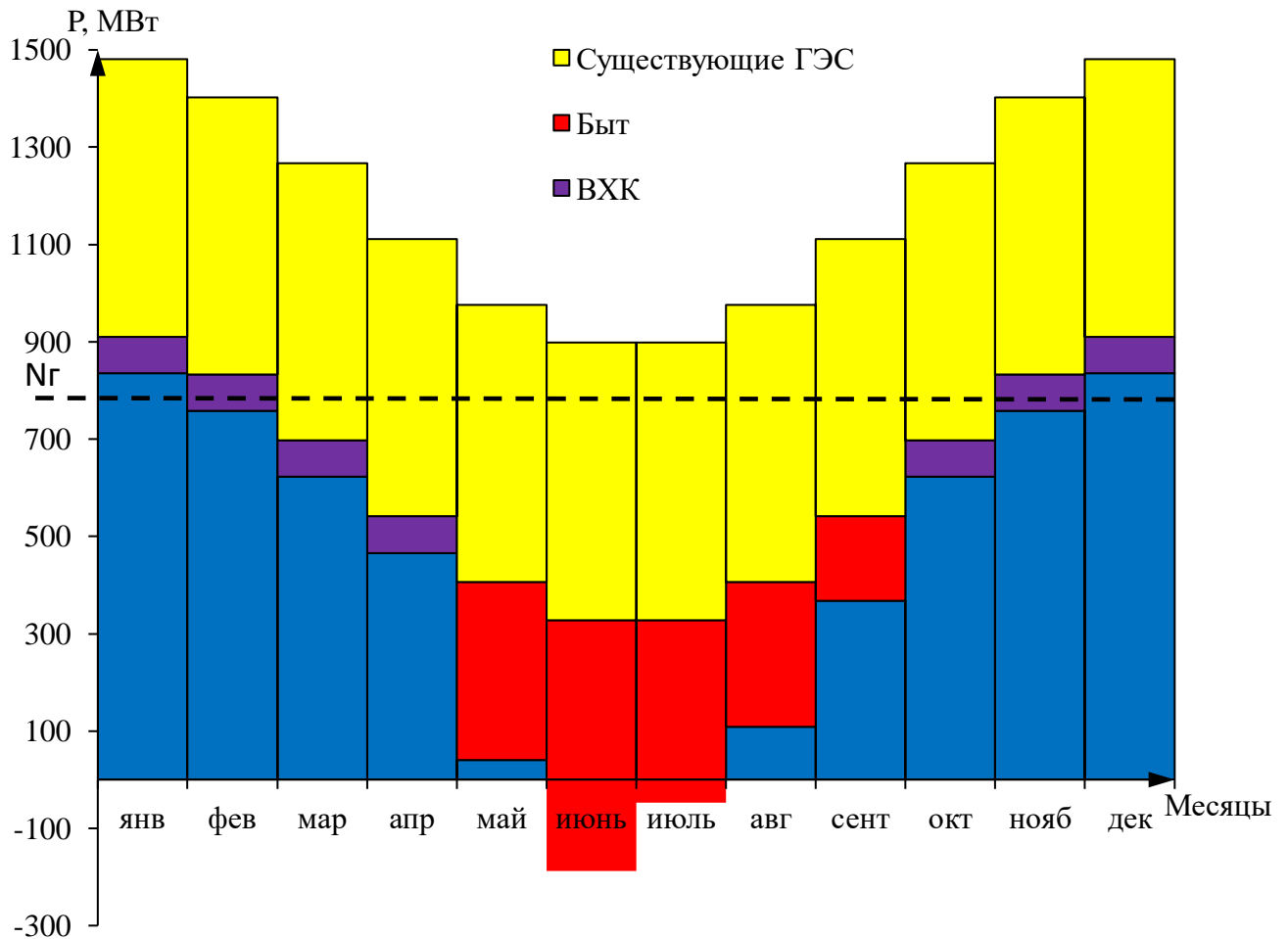


Рисунок 2.6- Баланс энергии

В данном случае излишек мощности хватило на выдачу гарантированной мощности в четырех месяцах (январь, февраль, ноябрь декабрь). В месяцы, не попавшие под регулирование, работаем по мощности ВХК. В месяцы, попавшие под регулирование, работаем на мощности равные сумме $N_{\text{вхк}}$ и $N_{\text{изб}}$ для конкретного месяца. В результате гарантированная мощность января и декабря составляет 245 МВт, ноября и февраля 172 МВт.

2.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Расчет регулирования стока проводим исходя из следующих требований:

– равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчетного периода (НПУ);

– диапазон колебаний напоров ГЭС не должен превышать 30-40% $H_{\max}^{нода}$ (по требованиям нормальной работы турбинного оборудования ГЭС), так определяем предварительно отметку УМО;

– в маловодном году при расчете гарантированной мощности отсутствуют холостые сбросы воды;

– во все месяцы года работа проектируемой ГЭС должна обеспечивать расход в НБ не меньше требуемого ВХК;

– избыток воды в половодный период перераспределяем в зимние месяцы с целью вытеснения тепловых мощностей в период прохождения максимума нагрузки энергосистемой;

– окончательно отметку УМО определяем, как ZВБ min, исходя из соотношения H_{\min}/H_{\max} , предварительно наметив по значению H_{\max} тип устанавливаемой гидротурбины.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено, уровень воды в нем соответствует отметке $\nabla_{\text{НПУ}} = 377$ м, и с того месяца, в котором бытовой приток меньше необходимого расхода ВХК (в нашем случае VIII месяц).

Результаты расчетов представлены в (таблице Б.4, приложение Б), где:

1. Расчетный месяц, в котором осуществляется регулирование и определяется гарантированная мощность проектируемой ГЭС;

2. $Q_{90\%}$, м³/с –расходы расчетного гидрографа $p=90\%$ обеспеченности (расходы маловодного года);

3. $Q_{\text{вдхр}}$, м³/с – расходы водохранилища, со знаком «+» сработка водохранилища, соответственно с «-» заполнение. В случае если $Q_{\text{вдхр}}=0$ м³/с, то работа ГЭС осуществляется на бытовом стоке (на транзите, с сохранением отметки $Z_{\text{ВБ}}$ неизменной);

4. $\Delta Q_{\text{исп}}$, м³/с – потери притока на испарение;

5. $\Delta Q_{\text{ф}}$, м³/с – потери притока на фильтрацию;

6. $\Delta Q_{\text{птр}}$, м³/с – безвозвратное потребление воды из водохранилища;

7. $Q_{\text{ВХК}}$ м³/с – расходы ВХК;

8. $\Delta Q_{\text{лд}}$, м³/с – потери притока на льдообразование;

9. $Q_{\text{Хсбр}}$, м³/с – расходы холостых сбросов через водосливные сооружения;

10. $Q_{\text{ГЭС}}$ м³/с – расходы воды, проходящие через гидротурбину:

$$Q_{\text{ГЭС}}=Q_{90\%} \pm Q_{\text{вдхр}} - \Delta Q_{\text{исп}} - \Delta Q_{\text{ф}} - \Delta Q_{\text{птр}} \pm \Delta Q_{\text{лд}}; \quad (2.11)$$

11. $Q_{\text{НБ}}$, м³/с – расходы воды в НБ:

$$Q_{НБ} = Q_{ГЭС} + \Delta Q_{\phi} + Q_{Хсбр}, \quad (2.12)$$

где $Q_{НБ}$ должен быть не меньше требуемого $Q_{ВХК}$;

12. $V_{н}$, км³ - объем воды в водохранилище начальный, то есть в начале расчетного периода (в начале месяца принимается равным конечному объему предыдущего месяца, в начале сработки начальный объем соответствует объему воды в водохранилище при НПУ);

13. ΔV км³ - изменение объема в водохранилище в зависимости от $Q_{В}$:

$$\Delta V = Q_{В} \cdot t / 109, \quad (2.13)$$

где t – количество секунд в расчетном месяце;

14. $V_{к}$, км³ - конечный объем в водохранилище, соответствующий концу расчетного периода:

$$V_{к} = V_{н} \pm \Delta V; \quad (2.14)$$

15. $Z_{ВБ Н}$, м – начальная отметка ВБ, соответствующая отметке ВБ в начале расчетного периода, равна конечной отметке ВБ в конце предыдущего расчетного периода, в начале сработки она равна $Z_{ВБ Н} = \text{НПУ}$;

16. $Z_{ВБ К}$, м – конечная отметка ВБ, в зависимости от изменения расхода и конечного объема в водохранилище $V_{к} = V_{н} \pm \Delta V$ определяется по кривой связи $Z_{ВБ} = f(V_{к})$ (рисунок 2.11), в конце наполнения водохранилища в период половодья $Z_{ВБ К} = \text{НПУ}$.

17. $Z_{ВБ ср}$, м – средняя отметка ВБ за расчетный период, то есть

$$Z_{ВБ ср} = 0,5(Z_{ВБ Н} + Z_{ВБ К}); \quad (2.15)$$

18. $Z_{НБ}$, м – отметка НБ, определяется по кривым связи $Z_{НБ} = f(Q_{НБ})$, соответственно для летних месяцев по летней кривой, для зимних по зимней кривой связи;

19. Δh , м – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,46$ м;

20. H , м – напор нетто, подведенный к гидротурбине:

$$H = Z_{ВБ ср} - Z_{НБ} - \Delta h; \quad (2.16)$$

21. $N_{ГЭС гар}$, МВт – гарантированная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{ГЭС гар} = K_N \cdot H \cdot Q_{ГЭС}, \quad (2.17)$$

где $K_N = 8,8$ - коэффициент мощности;

22. $t_{сут}$ - количество суток в расчетном периоде;

23. t_c – количество секунд в расчетном периоде.

Расчет полезного объема водохранилища осуществляем, пользуясь кривой связи $Z_{ВБ}=f(V)$ (рисунок 2.1):

$$V_{\text{вдхр}} (Z_{ВБ}=\text{НПУ}=377\text{м}) = 14,4 \text{ км}^3; \quad (2.18)$$

$$V_{\text{вдхр}} (Z_{ВБ\text{min}}=\text{УМО}=369,03) = 8,55 \text{ км}^3; \quad (2.19)$$

$$V_{\text{полез}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 14,4 - 8,55 = 5,85 \text{ км}^3. \quad (2.20)$$

Исходя из данных расчета (таблицы Б.3, приложение Б) график сработки - наполнения водохранилища в маловодный год при расчете гарантированных мощностей проектируемой ГЭС представлен на рисунке 2.7.

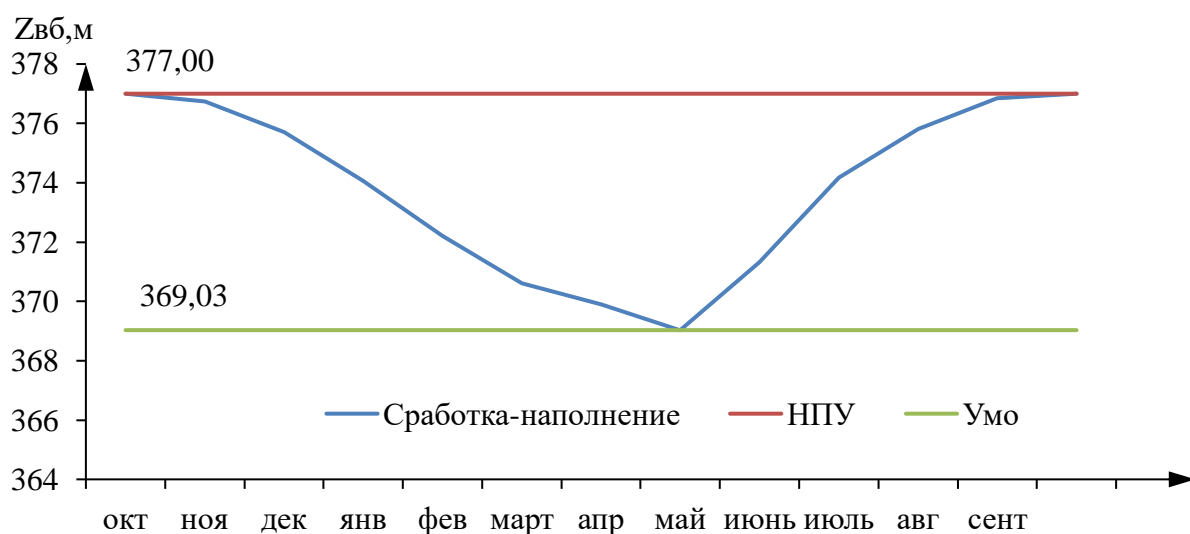


Рисунок 2.7 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном году

В ходе первого водно-энергетического расчета переполнили водохранилище на 6 см до уровня НПУ. Увеличиваем гарантированную мощность в январе и декабре до 247 МВт, в ноябре и феврале до 174 МВт. Согласно приведенным расчетам, отметка УМО принята равной 369,03 так как она является низшей за расчетный период.

2.5 Определение установленной мощности, проектируемой ГЭС и планирование капитальных ремонтов. Баланс мощности в энергосистеме

Установленную мощность ГЭС представляем в виде суммы:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{нагр.рез}}, \quad (2.21)$$

Нагрузочный резерв системы определяется из условия поддержания частоты и напряжения в допустимых пределах. Этот резерв составляет 2% зимнего максимума нагрузки и распределяется между проектируемой станцией и уже существующими станциями.

$$N_{уст} = 478 + 17 \approx 495 \text{ МВт.} \quad (2.22)$$

Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем следующее: аварийный резерв составляет 8% от рабочей мощности, нагрузочный резерв- 2% от рабочей мощности. Результаты расчетов приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Баланс мощности энергосистемы при работе, проектируемой ГЭС с расходами 90% обеспеченности

месяц	ЭС		Пр.ГЭС			Сущ.ГЭС			ТЭС		
	$P_{тmax},$ МВт	$P_{нагр.рез},$ МВт	$N_{раб},$ МВт	$N_{нагр},$ МВт	$N_{рем},$ МВт	$N_{раб},$ МВт	$N_{нагр},$ МВт	$N_{рем},$ МВт	$N_{раб},$ МВт	$N_{ав},$ МВт	$N_{рем},$ МВт
I	1787	40	478	17		684	23		625	60	
II	1689	40	380	14		684	26		625	60	
III	1518	30	325	13	80	627	17		566	45	
IV	1322	30	283	12		570	18		469	40	
V	1152	30	242	11		513	19		397	30	50
VI	1053	20	202	10		455	10		380	20	185
VII	1053	20	201	10		455	10		380	20	185
VIII	1152	30	241	11		513	19		398	30	50
IX	1322	30	284	12		570	18		468	40	
X	1518	30	326	13		627	17	110	565	45	
XI	1688	40	380	14		684	26		624	60	
XII	1787	40	478	15		684	25		625	60	

Вытесняющая рабочая мощность ГЭС определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы. Определяется по первому или двенадцатому месяцу.

$$N_{выт.раб}^{ГЭС} = 478 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

Ремонтные площади:

$$F_{рем}^{прГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{прГЭС}}{6} = 80 \text{ МВт,} \quad (2.24)$$

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{прГЭС}}{6} = 110 \text{ МВт,} \quad (2.25)$$

$$F_{рем}^{ТЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{прГЭС}}{4} \cdot \frac{1}{2} = 470 \text{ МВт.} \quad (2.26)$$

Баланс мощности энергосистемы при работе, проектируемой ГЭС с расходами 90% обеспеченности представлен на рисунке 2.8.

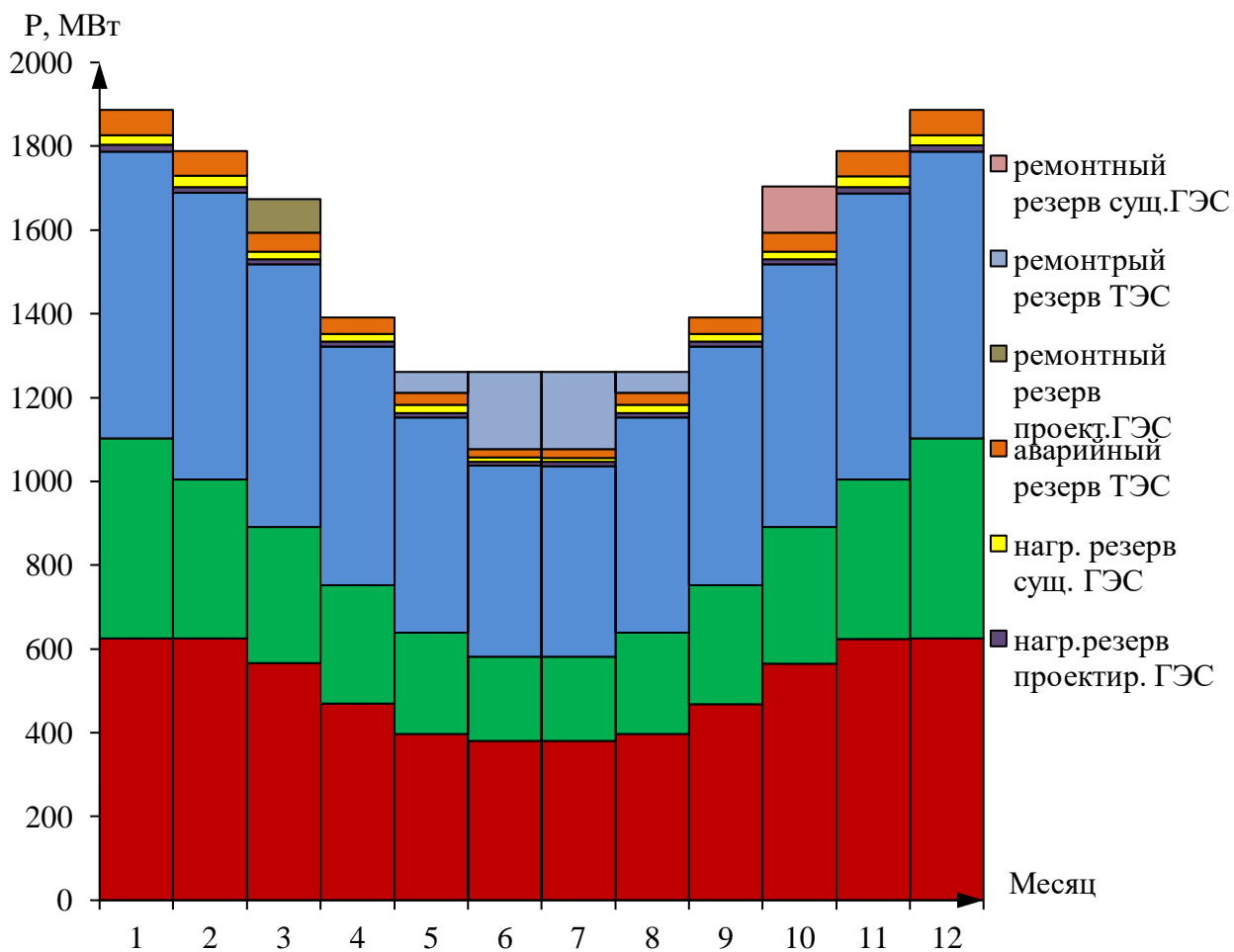


Рисунок 2.8 – Баланс мощности энергосистемы

2.6 Водно-энергетический расчет режима работы, проектируемой ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Поскольку сработать водохранилище можно разными способами, то проводится не менее двух расчетов. Первый вариант: по графику сработки маловодного года с увеличением выдаваемой мощности за счет увеличения притоков в средневодном году относительно маловодного.

Второй вариант: в начале сработки выдаем мощности маловодного года, а далее работаем при более высоких напорах, чем в маловодном году теми мощностями, которые позволяют использовать всю ёмкость водохранилища. Наибольшая выработка из этих вариантов объявляется среднемноголетней выработкой ГЭС.

Водно-энергетический расчет для средневодного года выполняется аналогично маловодному. Результаты расчета представлены в приложении Б для первого и второго режима соответственно.

Расчет сведем в (таблице Б.4, приложение Б), см. приложение. При выполнении расчета необходимо выполнять все вышеперечисленные требования, к которым добавляется еще одно существенное, а именно, так как установленная мощность проектируемой ГЭС на данном этапе расчета определена, мощность проектируемой ГЭС рассчитываемая при расходах средневодного года не должна превышать значение $N_{уст}=495$ МВт. А также, в средневодном году, с целью не превышения отметки ВБ равной НПУ допустимо производить холостые сбросы воды. График сработки и наполнения водохранилища в средневодном году представлен на рисунке 2.9.

Среднегодовая выработка по первому варианту расчета равна: $\sum \mathcal{E}=1,95$ млрд кВт·ч, а по второму: $\sum \mathcal{E}=1,97$ млрд кВт·ч. Таким образом, из двух вариантов принимаем наибольшую выработку и объявляем её среднеегодовой $\mathcal{E}_{ср.многолет} = 1,97$ млрд кВт · ч.

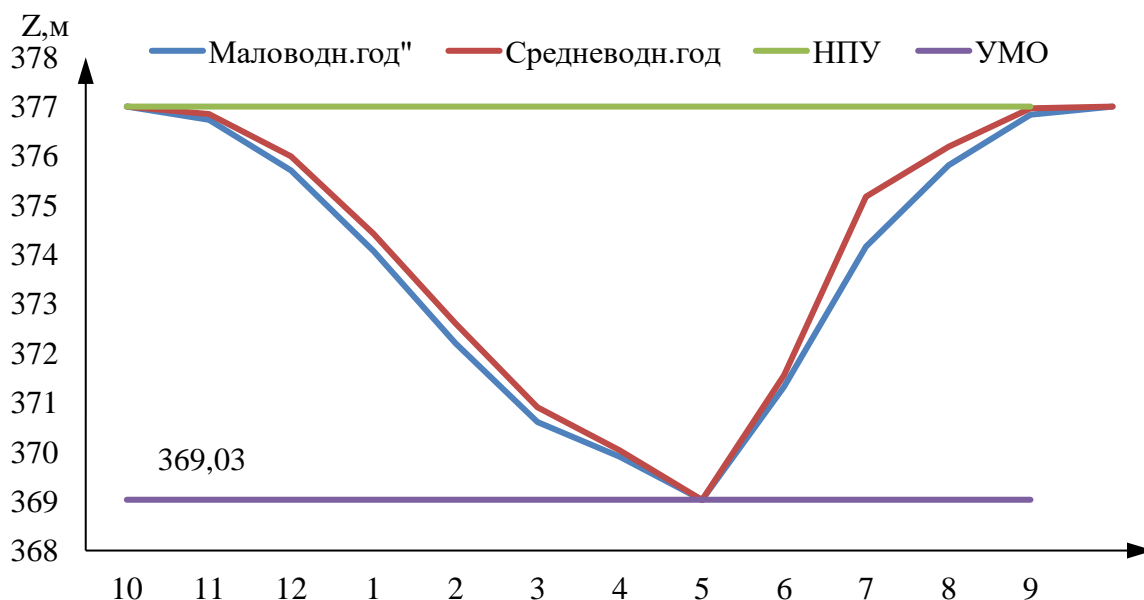


Рисунок 2.9 – График сработки и наполнения водохранилища в средневодном году

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

Область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС называется режимным полем.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

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

где $z_{\text{ВВ}}(V_{\text{сраб}})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{\text{сраб}}$ от НПУ до УМО (рисунок 1.2);

$z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;
 Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях (п.п. 2.1).

Определение ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением [1]:

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

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,8$.

2) ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

где $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{\text{расч}}^N = 34,1$ м (рисунок В.1, приложение В).

Результаты расчета представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по расходу санитарного попуска	
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$\Delta \text{НПУ}, \text{ м}$	$\Delta \text{УМО}, \text{ м}$	$H_p, \text{ м}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$
0	333,0	42,6	34,6	38,7	40,0	1406,3	35,0	1681,8	100	100
200	333,9	41,7	33,8	37,9	39,2	1434,9	34,2	1662,4	0	100
300	334,2	41,4	33,4	37,5	38,4	1464,8	33,4	1642,9		
400	334,6	41,0	33,0	37,1	37,6	1496,0	32,6	1623,1		
500	334,9	40,7	32,7	36,8	36,8	1528,5	31,8	1603,0		
600	335,2	40,4	32,4	36,5	36,0	1562,5	31,0	1582,7		
800	335,8	39,8	31,8	35,9	35,2	1598,0	30,2	1562,2		
1000	336,3	39,3	31,3	35,4	34,4	1635,2	29,4	1541,4		
1200	336,8	38,8	30,9	35,0	33,6	1674,1	28,6	1520,2		
1400	337,2	38,4	30,5	34,6	32,8	1714,9	27,8	1498,8		
1600	337,5	38,1	30,1	34,2	32,0	1757,8	27,0	1477,1		
1800	337,9	37,7	29,7	33,8	31,2	1802,9	26,2	1455,1		
2000	338,2	37,4	29,4	33,5	30,4	1850,3	25,4	1432,7		

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по установленной мощности ГЭС и пропускной способности турбин, рисунок 3.1.

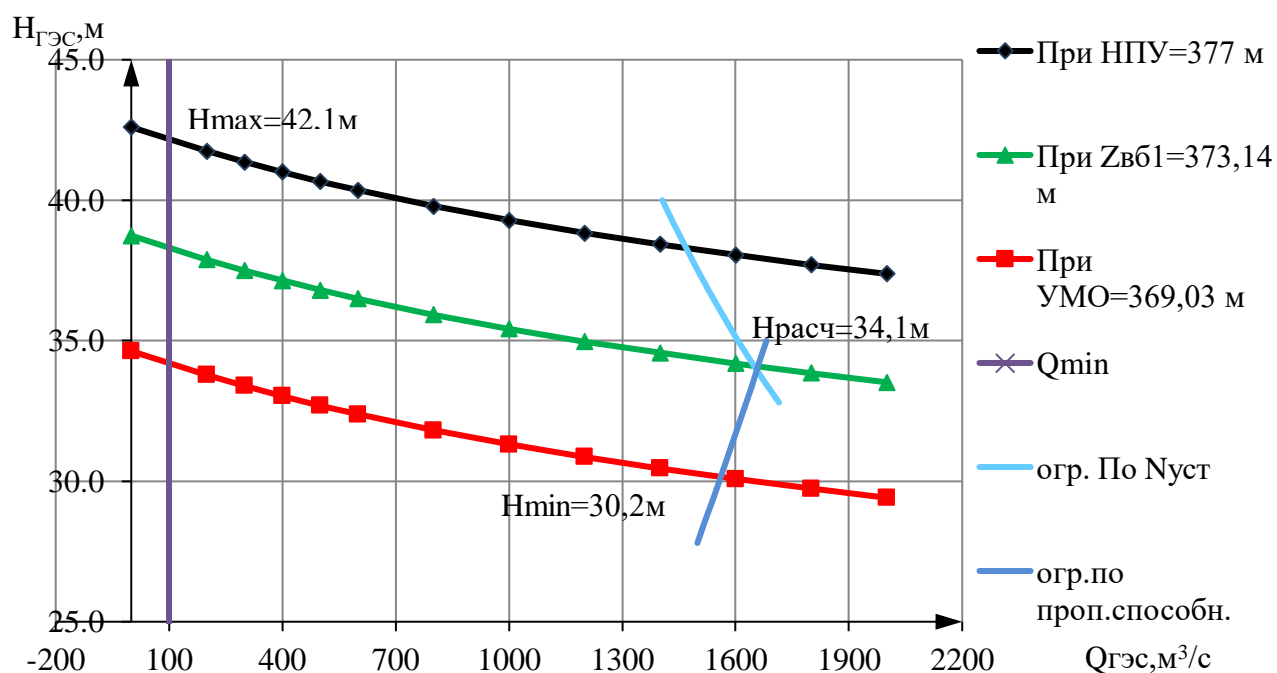


Рисунок 3.1 – Режимное поле Омолонской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_{расч} = 34,1$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 30,2$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 42,1$ м;
- минимальный расход $Q_{min} = 100$ м³/с;
- максимальный расход $Q_{max} = 1502$ м³/с;

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, т.е. $H_{max} \leq H_{пред.}$;

Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}}$ должно быть не меньше справочных данных;

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

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

Радиально-осевая РО-45-В;

Поворотно-лопастная ПЛ-50-В;

Поворотно-лопастная диагональная ПЛД-50-В60.

Диапазону напоров соответствуют ПЛД50-В60°, РО45-В, ПЛ50-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		РО45-В	ПЛ-50-В	ПЛД-50
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,6	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{I\text{opt}}$, об/м	82,5	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q_{I\text{opt}}$, л/с	1200	1000	1000
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м\text{opt}}$	0,921	0,916	0,91
Приведенный максимальный расход	Q'_{1max} , л/с	1430	1200-1500	1650
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,23	0,35-0,56	0,6
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\text{м}}$, м	0,46	0,46	0,35
Напор модельной турбины	$H_{мод}$, м	4	12	5
Температура	$t_{мод}$, °С	8	21	16

3.1.3 Определение параметров турбин

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$\text{Для РО45-В: } Q'_{(p1)} = 1,438 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,876;$$

$$\text{Для ПЛ-50-В: } Q'_{(p1)} = 1,5 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,886;$$

$$\text{Для ПЛД-50-В60: } Q'_{(p1)} = 1,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,861.$$

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.3-3.5 для РО-45-В, ПЛ-50-В и ПЛД-50-В60 соответственно.

КПД натурной турбины, вычисляемый в расчетной точке определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.5)$$

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

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

v_M, v_H – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_M ; t_H ;

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

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}; \quad (3.6)$$

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

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

η_T – КПД натурной гидротурбины;

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N_a}; \quad (3.7)$$

где $N_{уст}^{прГЭС} = 495$ МВт – расчетная установленная мощность.

В общем случае число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону до целого числа и, затем уточнения мощности

агрегата N_a , по формуле (3.7). Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 4 для того что бы главная схема электрических соединений была симметричной.

Синхронная частота вращения турбины:

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

где n'_{Ip} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

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

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.9)$$

где η_T – КПД натурной гидротурбины;

η_M – КПД модельной турбины.

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

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на ГУХ линии приведенной частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_P^N и H_{min} , вычисляются приведенные значения частот вращения по формулам:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_P \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}. \quad (3.12)$$

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

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma}^{cp}}, \quad (3.13)$$

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

Приведенный расход определяем по формуле:

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

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.3-3.5.

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО45-В.

D_1 , м	4,25	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
η_T	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926
N_a' , кВт	45,408	56,785	62,951	70,773	79,054	90,811	100,166
z_a'	10,901	8,717	7,863	6,994	6,262	5,451	4,942
z_a	12	9	8	8	8	6	6
N_a , кВт	41,3	55,0	61,9	61,9	61,9	82,5	82,5
Δ	1,054	1,055	1,055	1,056	1,057	1,057	1,058
n'_c , об/мин	116,354	104,165	98,982	93,407	88,426	82,559	78,646
n_c , об/мин	125	107,1	100	93,8	93,8	83,3	78,9
n_{Hmax} , об/мин	94,179	90,135	88,567	88,035	92,993	88,453	87,949
n_{Hp} , об/мин	88,630	84,824	83,348	82,848	87,514	83,241	82,767
n_{Hmin} , об/мин	79,766	76,341	75,012	74,562	78,761	74,916	74,489
$Q'_I \cdot \eta_T$, ($H_{расч}$)	1,205	1,286	1,306	1,162	1,041	1,209	1,097
$Q'_I \cdot \eta_T$, (H_{max})	0,879	0,938	0,952	0,847	0,759	0,882	0,800

Из анализа полученных данных выбираем турбину с диаметром $D_1=6$ м, $Z_a=6$ и $n_c=83,3$ об/мин.

Таблица 3.4- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ-50-В.

D_1 , м	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1
η_T	0,920	0,920	0,921	0,922	0,922	0,923	0,923
N_a' , кВт	65,347	73,472	82,075	94,290	104,01	117,71	132,270
z_a'	7,57	6,737	6,031	5,250	4,759	4,205	3,742
z_a	8	8	6	6	6	6	4
N_a , кВт	61,9	61,9	82,5	82,5	82,5	82,5	123,8
Δ	1,038	1,038	1,039	1,040	1,040	1,041	1,042

Продолжение таблицы 3.4

D_1 , м	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1
n'_c , об/мин	138,006	130,237	123,30	115,12	109,67	103,16	97,373
n_c , об/мин	150	130,4	125	115,4	115,4	107,1	100
n_{Hmax} , об/мин	133,975	123,416	124,96	123,56	129,70	127,98	126,588
$n_{Hр}$, об/мин	126,081	116,145	117,60	116,28	122,06	120,44	119,129
n_{Hmin} , об/мин	113,471	104,529	105,84	104,65	109,85	108,39	107,214
$Q'_I \cdot \eta_T$, (H _{расч})	1,306	1,162	1,388	1,209	1,097	0,970	1,296
$Q'_I \cdot \eta_T$, (H _{max})	0,952	0,847	1,012	0,882	0,800	0,707	0,944

Из анализа полученных данных выбираем турбину с диаметром $D_1=6,3$ м, $Z_a=6$ и $n_c=115,4$ об/мин.

Таблица 3.5- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД-50-В60.

D_1 , м	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1
η_T	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926	0,927
N'_a , кВт	74,380	83,622	93,407	107,30	118,35	133,94	150,490
z'_a	6,655	5,919	5,299	4,613	4,182	3,696	3,289
z_a	8	6	6	6	6	4	4
N_a , кВт	61,9	82,5	82,5	82,5	82,5	123,8	123,8
Δ	1,073	1,073	1,074	1,075	1,075	1,076	1,076
n'_c , об/мин	136,692	128,992	122,12	114,01	108,61	102,15	96,425
n_c , об/мин	150	130,4	125	115,4	115,4	107,1	100
n_{Hmax} , об/мин	131,766	121,386	122,91	121,54	127,58	125,89	124,526
$n_{Hр}$, об/мин	124,002	114,234	115,67	114,38	120,07	118,47	117,189
n_{Hmin} , об/мин	111,600	102,809	104,10	102,94	108,06	106,62	105,469
$Q'_I \cdot \eta_T$, (H _{расч})	1,306	1,550	1,388	1,209	1,097	1,455	1,296
$Q'_I \cdot \eta_T$, (H _{max})	0,952	1,130	1,012	0,882	0,800	1,061	0,944

Из анализа полученных данных выбираем турбину с диаметром $D_1=6$ м, $Z_a=6$ и $n_c=115,4$ об/мин.

При сравнении вариантов гидротурбин видно, что гидротурбина РО45-В, $D_1=6$ м наиболее подходит для работы в заданном режиме, т.к. показатель высоты отсасывания, по сравнению с ПЛД50-В60° и ПЛ50-В значительно уступает показателям высоты отсасывания РО45-В равной 2,9 м, что в дальнейшем позволит во многом уменьшить объем земляных работ и, следовательно, уменьшить расходы на заглубление РК, отсасывающей трубы, с учетом того, что основание плотины скальное.

При выборе диаметра D_1 турбины РО45-В, был сделан аспект на экономическую составляющую анализа, т.к. при $D_1=6$ м, необходимое

количество агрегатов 6. Турбина РО45-В, является лучшим вариантом, поскольку у нее максимальный КПД.

Зона работы данной турбины представлена на ГУХ (приложение В).

3.1.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_S; \quad (3.15)$$

где $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_S .

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

Работа минимального числа агрегатов при НПУ и N_p ;

Работа минимального числа агрегатов при N_p и H_p ;

Работа минимального числа агрегатов при H_{min} и соответствующей мощности N на линии ограничения.

Высоту отсасывания вычисляется по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл.} \quad (3.16)$$

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

$Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

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

$Z_{х.пл.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО и ПЛД равна $\frac{B_0}{2}$, для ПЛ равна 0.

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{Sp} , м	H_{Smax} , м	H_{Smin} , м
РО45-В	6	6	83,3	82,5	2,93	4,88	3,95
ПЛ-50-В	6,3	6	115,4	82,5	-3,71	0,04	-1,51
ПЛД-50-В	6	6	115,4	82,5	-2,9	1,16	-0,62

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину РО45-В-600, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса по формуле (3.15):

$$\nabla Z_{p.k.} = 333,87 + 2,93 = 336,8 \text{ м.}$$

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

3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{82,5}{0,8} = 103,125 \text{ МВА}, \quad (3.17)$$

где $\cos\varphi$ принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{83,3} = 72. \quad (3.18)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ 1160/180-72. Данные генератора представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Номинальные данные гидрогенератора СВ 1160/180-72

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	103,5
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	83
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	4,33
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	83,3
Сопротивление обмотки статора	X_d		0,89
Переходное сопротивление	X'_d		0,35
Сверхпереходное сопротивление	X''_d		0,26
Наружный диаметр сердечника статора	D_c	мм	13100
Длина сердечника статора	H	мм	10964

Исполнение – зонтичное.

3.3 Расчет спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлическая спиральная камера ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата: $b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 6 = 2,1$ м, угол обхвата: $\varphi = 345^\circ$; и высоту статора: $b_1 = b_0 + 0,2 = 2,3$ м.

Основные размеры статора для $D_1 = 6$ м:

$$D_a = 9,25 \text{ м};$$

$$D_b = 8 \text{ м};$$

$$D_4 = 9,65 \text{ м};$$

$$R_4 = 4,825 \text{ м};$$

$$h_1 = 0,46 \text{ м}.$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 2,30 + 2 \cdot 0,46 = 3,22 \text{ м}. \quad (3.19)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимают по графику:

$$v_{cp} = f(H_p), \text{ откуда } v_{cp} = 5,8 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

Вычисляем расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{290,294 \cdot 345}{360} = 278,199 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}} = \frac{278,199}{5,8} = 47,97 \text{ м}.$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}} = \sqrt{\frac{47,97}{3,14}} = 3,91 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 4,825 + \sqrt{3,91^2 - \left(\frac{3,22}{2}\right)^2} = 8,39 \text{ м.} \quad (3.23)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + r_{\text{вх}} = 8,39 + 3,91 = 12,925 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a_{\text{вх}} - \sqrt{a_{\text{вх}}^2 - r_{\text{вх}}^2} = 8,39 - \sqrt{8,39^2 - 3,91^2} = 0,966; \quad (3.25)$$

$$\frac{1}{c} = 1,008;$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = \frac{345}{360} = 0,958.$$

Последовательно задавая ряд значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.26)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x. \quad (3.27)$$

Радиус расчетного сечения:

$$r = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (3.28)$$

Данные заносим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты расчетов спиральной камеры

φ	-					x	x^2	r^2	r	a	R
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6]+[3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10]+[11]$
345	0,958	0,966	9,326	6,734	2,595	3,561	12,68	15,276	3,908	8,386	12,295
330	0,917	0,924	8,920	6,328	2,516	3,440	11,83	14,426	3,798	8,265	12,063
315	0,875	0,882	8,515	5,923	2,434	3,316	10,99	13,589	3,686	8,141	11,827

Продолжение таблицы 3.8.

φ	-					x	x^2	r^2	r	a	R
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{C}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6]+[3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10]+[11]$
300	0,833	0,840	8,110	5,517	2,349	3,189	10,17	12,764	3,573	8,014	11,587
285	0,792	0,798	7,704	5,112	2,261	3,059	9,359	11,951	3,457	7,884	11,341
270	0,750	0,756	7,299	4,706	2,169	2,926	8,560	11,152	3,339	7,751	11,090
255	0,708	0,714	6,893	4,301	2,074	2,788	7,774	10,366	3,220	7,613	10,833
240	0,667	0,672	6,488	3,896	1,974	2,646	7,001	9,593	3,097	7,471	10,568
225	0,625	0,630	6,082	3,490	1,868	2,498	6,242	8,834	2,972	7,323	10,296
210	0,583	0,588	5,677	3,085	1,756	2,345	5,497	8,089	2,844	7,170	10,014
195	0,542	0,546	5,271	2,679	1,637	2,183	4,766	7,358	2,713	7,008	9,721
180	0,500	0,504	4,866	2,274	1,508	2,012	4,048	6,641	2,577	6,837	9,414
165	0,458	0,462	4,460	1,868	1,367	1,829	3,345	5,937	2,437	6,654	9,091

Так как для дальнейших углов φ сечение СК принимает форму эллипса, то методика указанная выше, не подходит. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты ($\varphi = 0; R = 4$), рисунок 3.2.

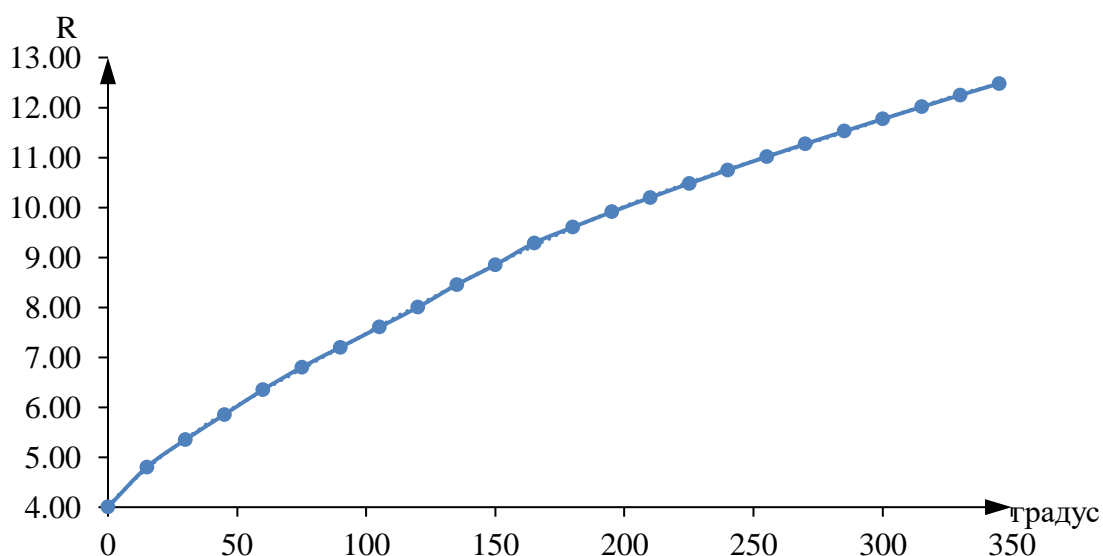


Рисунок 3.2 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры

Снимаем значение R_B в зависимости от угла φ : $R_{(\varphi=150)} = 8,853$ м.

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{3,22}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 2,807 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_{2(\varphi=150)} = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ} \quad (3.30)$$

$$p_{2(\varphi=150)} = \frac{8,853 - (4,825 + 2,807 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 2,149. \quad (3.31)$$

Данные заносим в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Результаты расчетов эллиптических сечений

φ	r_1 , м	R, м	r_2 , м
150	2,807	8,853	2,149
135		8,453	1,905
120		8,039	1,652
105		7,618	1,395
90		7,194	1,136
75		6,767	0,876
60		6,333	0,611
45		5,877	0,332

Постоянную спиральной камеры определяют по формуле:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot 1/c} = \frac{290,294}{2 \cdot \pi \cdot 1,008} = 45,84. \quad (3.32)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$tg \delta = \frac{Q_p}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot b_1} = \frac{290,294}{45,84 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 2,30} = 0,44. \quad (3.33)$$

$$\delta = arctg \left(\frac{Q_p}{k \cdot 2 \cdot \pi \cdot b_1} \right) = arctg(0,44) = 23,75^\circ. \quad (3.34)$$

Чертеж спиральной камеры представлен в Приложении В.

3.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.4.1 Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала (м):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}; \quad (3.35)$$

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

Принимаем $\tau_{\text{доп}} = 30$ МПа, а крутящий момент $M_{\text{кр}}$ определяем по формуле:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 82500}{83,3} = 9,65 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.36)$$

Далее найдем диаметр вала по формуле (3.35):

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 3,26}{35} \right)^{0,33} = 1,18 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра вала округляем до стандартного равного 1,2 м.

3.4.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 82500}{83,3 \cdot 6} = 132,05 \text{ кН}. \quad (3.37)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$:

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 0,02 = 1,2 + 0,02 = 1,22 \text{ м}. \quad (3.38)$$

Из справочных данных в соответствии с $D_{\text{в}}$:

$$Z_{\text{сегм}} = 10;$$

$$h_{\text{п}} = 0,5 \text{ м}.$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{132,05}{1,22 \cdot 0,5} = 216,48 \text{ кПа}. \quad (3.40)$$

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

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 10,64 = 308,63 \text{ кПа}; \quad (3.41)$$

где
$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 83,3 \cdot 1,22}{30} = 10,64 \text{ м/сек.}$$

Так как: $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}]$ – условие выполнено.

3.5 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме для турбины РО45-В-600 определим тип маслонапорной установки: МНУ 8/1 – 40 – 8 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 8 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 8– 2 вместимостью 8 м³ с двумя насосами.

3.6 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным, выбираем электрогидравлический регулятор:
ЭГР – 2И1 – 150 – 11.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–11;

3.7 Выбор геометрических размеров машинного зала

Исходя из диаметра шахты гидроагрегата, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машинного зала принимаем равной 23 метрам.

При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Определяем ширину блока гидроагрегата.

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 6 = 24 \text{ м.} \quad (3.42)$$

Теперь определим длину машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 24 \cdot 6 + 20 = 164 \text{ м.} \quad (3.43)$$

Высоту и пролёт машинного зала назначаем минимально возможными их условия проноса наиболее крупного монтажного узла. Принимаем $H_{\text{мз}}=13,8$ метров.

3.8 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС должна выбираться в соответствии с ОСТ 108.023.06-84.

Для выбора схемы компоновки необходимы следующие данные:

Тип генератора: Зонтичный

Номинальные значения $D_1 = 6$ м

Расположение подпятника генератора: на нижней крестовине

Расположения подшипников генератора

Верхнего: в верхней крестовине

Нижнего: -

В результате проведенного анализа было выявлено, что подходит 1 схема компоновки, которая представлена на рисунке 3.3.

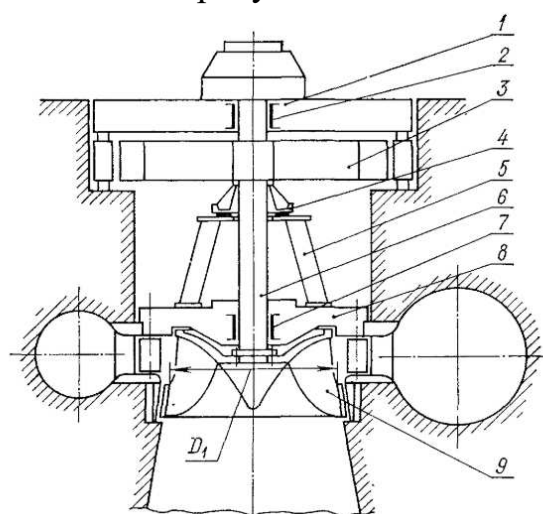


Рисунок 3.3 – Схема компоновки гидроагрегата

4. Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭ

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа и мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	Протяжённость линий
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	МВ·А	км
6×82,5	13,8	0,85	220	150	90

- Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$;
- Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 4000$ ч/год;
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$;
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$;
- Подстанция «Кубакская», энергосистема Магаданская область.

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 энергосистеме Магаданской области присутствуют в основном подстанции 220 кВ, 110 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Кубакская» 220 кВ с расстоянием 90 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, представленные на рисунке 4.1.

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

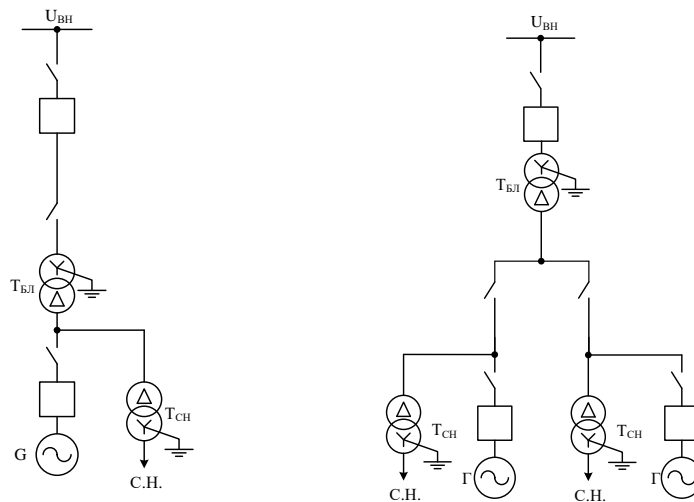


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО [9], мощность энергоблока, присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 82,5 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

4.1.1 Выбор основного оборудования ГЭС

4.1.1.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ-1160/180-72 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора СВ-1160/180-72 представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ-1160/180-72

Номинальная мощность, МВ·А		U _{Г ном} ,кВ	cos φ _Г ,о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
МВт	S _{Г ном}				P _{Г ном}	x _d ^{''}	x _d [']
		13,8	0,8	97,5	0,26	0,35	0,89

4.2 Выбор повышающих трансформаторов

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:

$$S_{расч} = \frac{P_{Г ном} - P_{с.н.}}{\cos\varphi_{Г}} = \frac{83 - 83 \cdot 0,01}{0,8} = 102,71 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Трансинжиниринг" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

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

$S_{ном},$ МВА	$U_H, кВ$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, кВт$	$\Delta P_{xx}, кВт$	$I_x, \%$
	U_{BH}	U_{HH}				
125	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 .

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{пл} = 30$ – 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;

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8729 = 785,57 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{Tном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{102,7}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 617,13 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{пот} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W_H \cdot \beta_2 = 785,57 \cdot 0,006 + 617,13 \cdot 0,009 = 10,27 \text{ тыс.руб.}$$

Для 6 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 6 \cdot 10,27 = 61,61 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 2 \cdot \frac{(83 - 83 \cdot 0,01)}{0,8} = 205,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.6)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-250000/220 У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/220

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

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.7)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.8)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,15 \cdot 8729 = 1309,28 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.
Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T_{\text{ном}}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,600}{1} \cdot \left(\frac{205,4}{250} \right)^2 \cdot 2405 = 974,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W_H \cdot \beta_2, \quad (4.11)$$

где γ_0 – стоимость одного МВт · ч электроэнергии;

$$I_{\text{пот}(1)} = 1309,28 \cdot 0,006 + 974,42 \cdot 0,009 = 16,63 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для 3 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 3 \cdot 16,63 = 49,88 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от $S_{T_{\text{ном}}}$:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \frac{P_{\text{уст}}}{\cos \varphi_T}; \quad (4.12)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{495}{0,8} = 6188 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Согласно СТО [10], в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО [17], должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу завода «Трансна» выбираем 3 трансформатора ТС-6300/10/6, стоимостью каждый 8 млн.руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–6300/13,8/6

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
6,3	13,8	6	7

Электрическая схема СН Омолонской ГЭС выполнена с двумя ступенями напряжения: 6 кВ и 0,4 кВ.

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{рас}} = \frac{P_{\text{уст.ГЭС}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{495 - (0,01 \cdot 495)}{0,85} = 576,53 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.13)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_{\text{с}} = 0,85;$$

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

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{\frac{P_{\text{нат}}}{\cos\varphi_{\text{с}}}} + 1 = \frac{576,53}{\frac{135}{0,85}} + 1 = 3,5. \quad (4.14)$$

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{576,53}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,378 \text{ кА}. \quad (4.15)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{Т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 378 = 397,16 \text{ А}. \quad (4.16)$$

где $\alpha_{\text{и}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\text{Т}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=220\text{кВ}$ выбираем провод марки АС – 240/32.

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{576,53}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,504 \text{ кА}. \quad (4.17)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605\text{кА} > 504\text{кА}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.3 Выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения 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:

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{кру}}, \quad (4.18)$$

где K_{T} – стоимость силового трансформаторов (115000 тыс. руб.);

$K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (8000 тыс. руб.);

$K_{\text{кру}}$ – стоимость ячейки КРУ;

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – число ячеек КРУ (для схем с 2СШ предусматривается $k+2$).

Стоимость одной ячейки КРУ с учетом коэффициента инфляции:

$K_{\text{круз}} = 2 \text{ млн. руб.}$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 6 \cdot 115000 + 3 \cdot 8000 + 11 \cdot 2000 = 736000 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 3 \cdot 235000 + 3 \cdot 8000 + 8 \cdot 2000 = 745000 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i, \quad (4.19)$$

где $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 736000 + 61,61 = 110461,6 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 745000 + 49,88 = 111799,9 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 \%, \quad (4.20)$$

$$P = \frac{110461,6 - 111799,9}{110461,6} \cdot 100\% = 1,21 \%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 4.2.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [19] – «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».

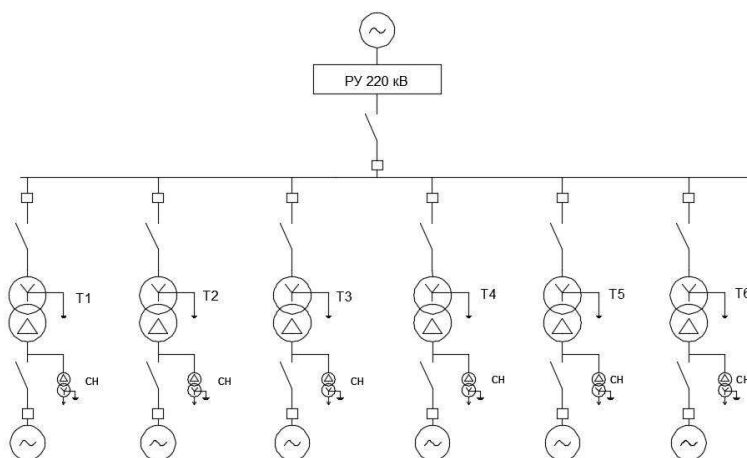


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками.

Число присоединений РУ–220 кВ: 10 (4 ВЛЭП 220 кВ, 6 блоков). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими системами шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

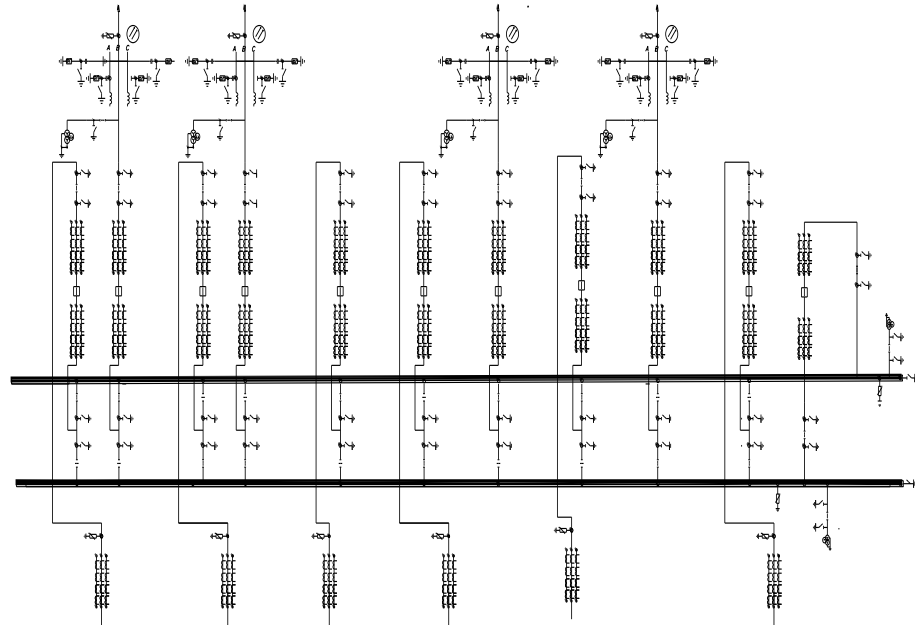


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 220кВ.-13

4.4 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения «RastrWin»

4.4.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,26 \cdot \frac{13,8^2}{103,5} = 0,48 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,594 \text{ кВ.} \quad (4.22)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 51,54 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Система:

$$x_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом.} \quad (4.24)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_L = x_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 90 = 39,15 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_{61} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.26)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.27)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_G = \frac{x_{*G}}{T_{a,G} \cdot \omega} = \frac{0,48}{0,045 \cdot 314} = 0,034 \text{ Ом,} \quad (4.28)$$

$$r_C = \frac{x_C}{T_{a,C} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом,} \quad (4.29)$$

$$r_L = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 90 = 10,89 \text{ Ом,} \quad (4.30)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{0,380 \cdot 230^2}{125^2} = 1,29 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

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

В таблице 4.7 представлены исходные данные по узлам. В таблице 4.8 представлены исходные данные по ветвям. В таблице 4.9 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

Таблица 4.7 – Исходные данные по узлам

Номер	Название	$U_{\text{ном}}$
1	КРУ	230
2	Система	230

Продолжение таблицы 4.7.

Номер	Название	U _{ном}
3	Г1	14
4	Г2	14
5	Г3	14
6	Г4	14
7	Г5	14
8	Г6	14
9	Блок1	14
10	Блок2	14
11	Блок3	14
12	Блок4	14
13	Блок5	14
14	Блок6	14

Таблица 4.8 – Исходные данные по ветвям

Тип	N _{нач}	N _{кон}	Название	R	X	Кт/г
Тр-р	7	9	КРУ-Блок1	1,29	51,54	0,057
Тр-р	7	10	КРУ-Блок2	1,29	51,54	0,057
Тр-р	7	11	КРУ-Блок3	1,29	51,54	0,057
Тр-р	7	12	КРУ-Блок4	1,29	51,54	0,057
Тр-р	7	13	КРУ-Блок5	1,29	51,54	0,057
Тр-р	7	14	КРУ-Блок6	1,29	51,54	0,057
ЛЭП	7	8	КРУ-Система	10,89	39,15	
Выкл	1	9	Г1-Блок1			
Выкл	2	10	Г2-Блок2			
Выкл	3	11	Г3-Блок3			
Выкл	4	12	Г4-Блок4			
Выкл	5	13	Г5-Блок5			
Выкл	6	14	Г6-Блок6			

Таблица 4.9 – Исходные данные по генераторам

N _{агр}	Название	N _{узла}	r	x	r2	x2	r0	x0	E
1	Г1	1	0,034	0,480	0,034	0,480	0,034	0,480	15,594
2	Г2	2	0,034	0,480	0,034	0,480	0,034	0,480	15,594
3	Г3	3	0,034	0,480	0,034	0,480	0,034	0,480	15,594
4	Г4	4	0,034	0,480	0,034	0,480	0,034	0,480	15,594
5	Г5	5	0,034	0,480	0,034	0,480	0,034	0,480	15,594
6	Г6	6	0,034	0,480	0,034	0,480	0,034	0,480	15,594
7	Система	8	32,090	352,667	32,090	352,667	32,090	352,667	230,000

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.4-4.6 и сведены в таблицу 4.10.

Тип	П1	П2	П3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2	I0
3ф	7			5,0837	-86,43			0,0000				0,0000

Рисунок 4.4 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

Тип	П1	П2	П3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2	I0	dI0	r0
1ф	7			1,8472	-86,29			1,8472	-86,29			1,8472	-86,29	

Рисунок 4.5 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

Тип	П1	П2	П3	I1	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2	I0
3ф	1			49,7998	-87,04			0,0000				0,0000

Рисунок 4.6 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

4.4.4 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Результаты расчёта токов короткого замыкания для характерных точек схемы представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	7	5,54	8,62
3ф	7	5,08	7,9
3ф	1	49,8	126,77

4.4.5 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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:

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном}, \quad (4.32)$$

$$I_{Г,ном} = 4,33 \text{ кА},$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 4,33 = 4,547 \text{ кА}.$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max(ПУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{103,5}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,247 \text{ кА}. \quad (4.33)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{576,53}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,378 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{576,53}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,504 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

4.4.6 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:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}$$

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

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–15 и разъединитель РВРЗ–20/12500 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15	Разъединитель РВРЗ-20/12500 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4547 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 49,8 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 410 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 126,77 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 160 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 49,8^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 99,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на периодическую составляющую выключателя ВГГ–15:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 49,8 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 52,92 \text{кА}. \quad (4.36)$$

$$\frac{i_{ат}}{\frac{\sqrt{2}}{I_{по}}} \cdot 100\% = 75\%.$$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.4.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 4547 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-15. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-06-15 представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14– 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.

4.5 Выбор параметров КРУЭ

4.5.1 Выбор ячейки КРУЭ и её номинальные параметры

По имеющимся данным для КРУЭ 220 кВ принимаются ячейки ЯЭГ-220 марки АО ВО «Электроаппарат». Каталожные данные ячейки КРУЭ 220 кВ представлены в таблице 4.15

Таблица 4.15 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные ЯЭГ-220
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 378 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 5,54 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\gamma} = 8,62 \text{ кА}$	$i_{\Gamma} = 50 \text{ кА}$
$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 5,54^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\Gamma}^2 \cdot t_{\Gamma} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии ЯЭГ-220 с током включает в себя основное оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителем, трансформаторы тока и напряжения, ОПН. КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством характеристик, включая компактность, безопасность,

высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды (табл.4.16.).

Таблица 4.16 – Технические характеристики выключателя и трансформатора тока

Параметры выключателя ВГГК-220	
$I_{откл}$	40 кА
$t_{откл}$	0,055 с
Номинальное напряжение, кВ	
220	
Параметры трансформатора тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учета	0,2
Для измерений	30
Для защиты	30
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	2000
Номинальное напряжение, кВ	
220	

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Расчет номинальных токов.

Номинальный ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{103,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3} = 4330 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора.

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{4330 \cdot 1}{5000/5} = 4,33 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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

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

Для схемы возбуждения с ВГ:

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{НОМ,ВГ1} = \frac{I_{НОМ,РОТ}}{1,2255} \cdot U_{НОМ,РОТ} = \frac{1300}{1,2255} \cdot 355 = 377 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 400 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{НОМ,2} = \frac{S_{НОМ,ВГ1}}{U_{НОМ,РОТ}} = \frac{400}{355} = 1127 \text{ А}, \quad (5.4)$$

$$I_{НОМ,РОТ2} = \frac{I_{НОМ,2}}{K_{ТТ}} = \frac{1127}{1000/5} = 5,65 \text{ А}. \quad (5.5)$$

Выбираем вспомогательный генератор СТС-250-1600-2,5УХЛ4, мощностью 400 кВА

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ – 1160/180-72, мощностью 103,5 МВт:

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- защита от замыканий на землю обмотки статора (от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);
- защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения);
- токовая защита обратной последовательности (от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора);
- токовая защита от симметричных КЗ и перегрузок статора;
- дистанционная защита от внешних симметричных КЗ;
- защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- защита от потери возбуждения;
- защита ротора от замыканий на землю;
- устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- защита от понижения частоты на холостом ходу генератора.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-125000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от перегрева;
- Защита от потери охлаждения.

На трансформаторе СН ГЭС:

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

Защиты КРУЭ ЯЭГ-220кВ:

- продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита;
- 3-х ступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая направленная защита от замыканий на землю;
- УРОВ 220 кВ;
- Противоаварийная автоматика:
- автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);
- автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ).

5.3 Параметры защищаемого оборудования

Параметры защищаемого оборудования приведены в таблицах: 5.1, 5.2, 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 1160/180-72
Мощность номинальная	Полная, МВА	103,5
	Активная, МВт	83
Номинальное напряжение, кВ		13,8
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,8
Частота вращения, об/мин		83,3
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		2
Номинальный ток статора, А		
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1300
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное X_d , о.е.	0,89
	переходное $X'd$, о.е.	0,35
	сверхпереходное $X''d$, о.е.	0,26
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.		
Емкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,91

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-125000/220
мощность номинальная	125 МВА
номинальное напряжение	242/13,8
напряжение короткого замыкания	11

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд

Мощность номинальная	6,3 МВА
номинальное напряжение	13,8/6
напряжение короткого замыкания	7

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 4330$ А.

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

$$I_{Нб\ ном} = k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{НОМ} = 0,05 \cdot I_{НОМ} = 216,5 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где $f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ;
 $k_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ;
Уставка выбирается из условия:

$$I_{cp} \geq k_n \cdot I_{Нб\ ном} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 0,1 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.7)$$

где $k_n = 2$ – коэффициент надежности.
Принимаем типовую уставку, равную $0,2 \cdot I_{НОМ}$:

$$I_{cp} = 0,2 \cdot 5,41 = 1,08 \text{ А}. \quad (5.8)$$

2) Коэффициент торможения определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина k_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов при сквозном КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{Нб(кз)} = k_{ап} \cdot k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{max}, \quad (5.9)$$

где $I_{max} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_{НОМ}$ – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения;

$k_{ап} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей.

$E_r'' = 1,13$ о.е. – сверхпереходная ЭДС генератора;

$x_d'' = 0,26$ о.е. – сверхпереходное реактивное сопротивление генератора.

$$I_{\text{НБ(кз)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,26} \cdot 4330 = 1882 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$k_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(кз)}} \cdot k_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.10)$$

где $k_{\text{Н}} = 2$ - коэффициент надёжности.

За I_{T} принимается ток трехфазного КЗ на выводах генератора.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(кз)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надёжности;

I_{T} – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

Тогда:

$$K_{\text{T}} > \frac{1882 \cdot 2}{18818,85};$$

$$K_{\text{T}} > 0,2;$$

K_{T} принимается равным 0,3.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,2}{0,3} = 0,67. \quad (5.11)$$

4) Тормозной ток В определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе В должно выполняться условие:

$$B > \frac{I_{\text{СР.0}}}{K_{\text{T}}} = 0,67. \quad (5.12)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

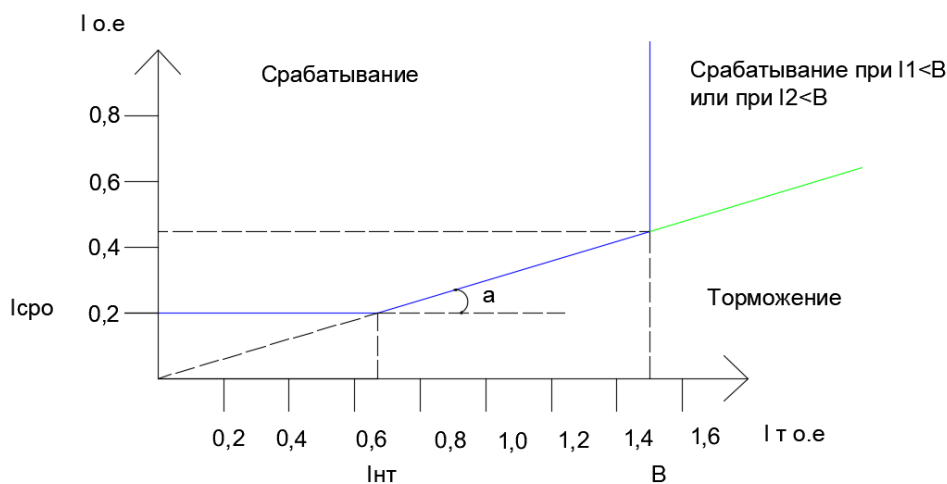


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; 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.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

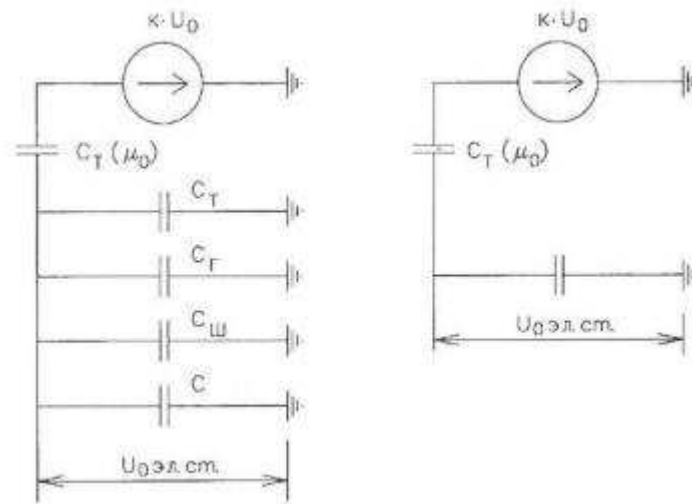


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_T(\mu_0)$ - ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,012 мкФ/фазу;

C_G - ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,91 мкФ/фазу (по данным завода);

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

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

$C_{вг}$ - ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ. Принимаем равной 0,35 мкФ/фазу.

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{вг} = 0,00773 + 0,91 + 0,008 + 0,3 = 1,28 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.13)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.14)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,28 = 9,56 \text{ А}. \quad (5.15)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.16)$$

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

В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$.

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,28} = 217,07 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.17)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 217,07}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 1,43.$$

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

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.

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.18)$$

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

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)

1) Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

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

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

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

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности

$$I_{*2}: I_{*2} = \frac{I_2}{I_H} \quad (5.21)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2} \quad (5.22)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15. \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.25)$$

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

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

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2} \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.27)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,17
Длительность (с)	16	55	80	125	220	500	600

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.

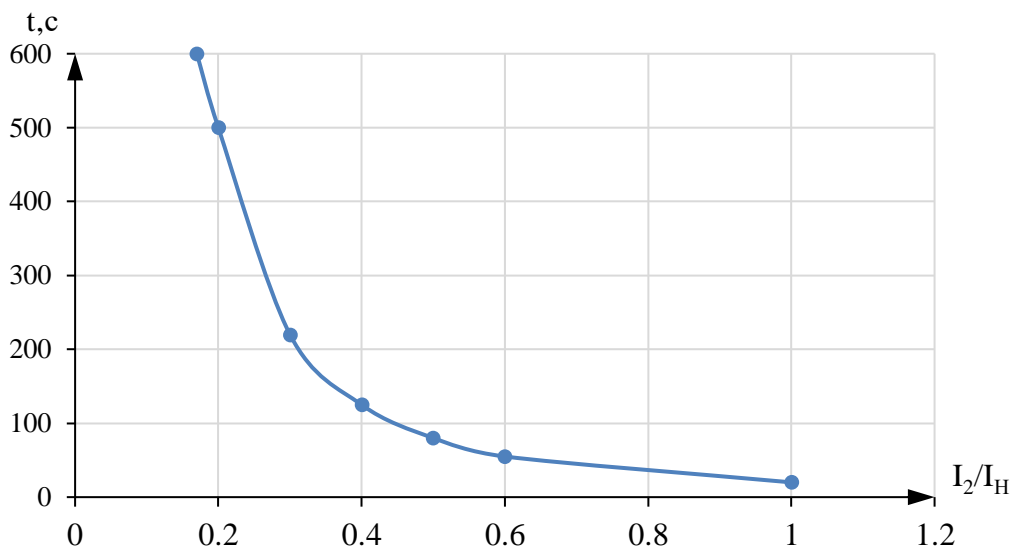


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

4) Орган токовой отсечки U_{20TC} срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока U_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

генераторов.

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2МИИ}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d'ВН}'' + X_{\Gamma} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.28)$$

где $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 5,6 \cdot \frac{103,5}{242^2} = 0,0099.$

$$X_{d'ВН}'' = X_{d''} \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,26 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 79,96 - \text{сверхпереходное}$$

сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

X_{Γ} – сопротивление обратной последовательности генератора;

$$X_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{103,5}{125} = 0,091 - \text{сопротивление трансформатора в}$$

относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (79,96 + 0,091 + 0,0099)} = 0,004804 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.} = I_{2С.З.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,004804 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,1685 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.31)$$

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

$K_{\text{В}} = 0,98$ – 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:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} = 1,43 \text{ А.} \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

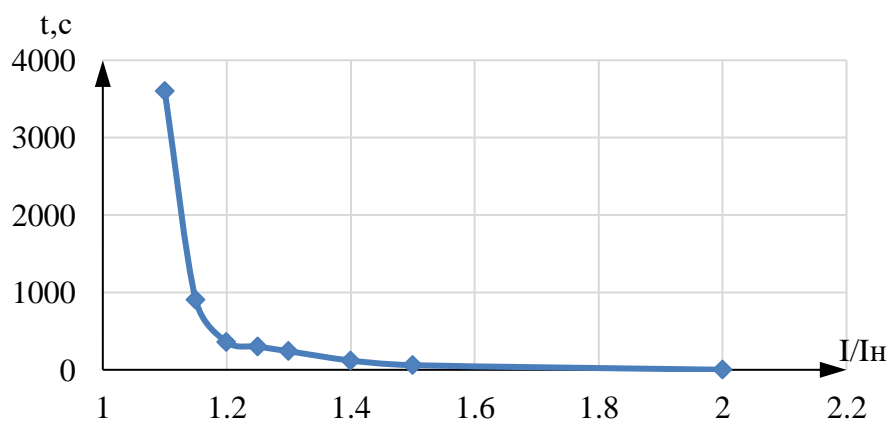


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,4 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,429 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,86 \text{ А.} \quad (5.33)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.34)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение межшинного выключателя, 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.

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_{\text{T}} + \frac{0,8}{K_{\text{T}}} \cdot Z'_{1\text{Л}} = 0,8 \cdot 64,65 + \frac{0,8}{4} \cdot 40,64 = 59,85 \text{ Ом,} \quad (5.35)$$

где K_{T} – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_{T} – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,138 \cdot 242^2}{125} = 64,65 \text{ Ом.} \quad (5.36)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{(x_{уд} \cdot l)^2 + (r_{уд} \cdot l)^2} = \sqrt{(0,435 \cdot 90)^2 + (0,121 \cdot 90)^2} = 40,64.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot U_K \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Г}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Г}}}{U_{\text{ВН}}^2} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 0,138 \cdot \frac{103,5}{125} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{103,5}{242^2} \cdot 40,64 = 0,09. \quad (5.37)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 1,84 = 0,166 \text{ Ом,} \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{103,5} = 1,84.$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,166 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 0,96 \text{ Ом.} \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,96 \text{ Ом.}$

4) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$;

5) Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$;

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5410} = 1,47 \text{ Ом,} \quad (5.40)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{B,НОМ} - 0,95}{I_{B,Х.Х.}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,1 - 0,95}{0,89} = 3,65, \quad (5.41)$$

где $I_{B,Х.Х.}$ – 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 $2,5 \cdot I_{НОМ}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{3,65} = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 3,65} = 0,23. \quad (5.43)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 76,70^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C ЗИ} = \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,26}{1,05} = 0,25 \text{ о. е.}, \quad (5.44)$$

$$Z_{C ЗИ} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,25 \cdot \frac{13,8^2}{103,5} = 0,46 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{C ЗИ} = \frac{Z_{C.ЗИ} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,46 \cdot 4000 / 5}{13800 / 100} = 2,67 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 2,67 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{СМ1} = 0,0174 \text{ Ом}$, $Z_{СМ2} = 0,069 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение 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.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

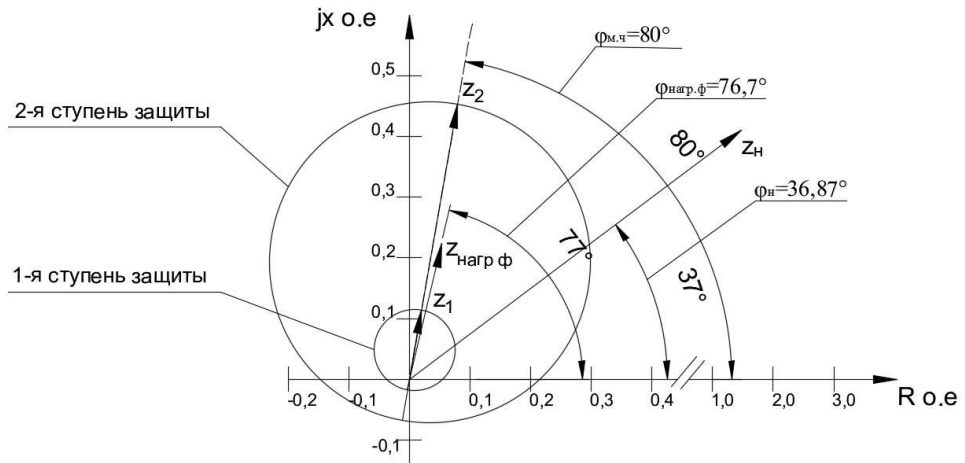


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_N \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2,46 \quad (5.47)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2,53 \text{ А,} \quad (5.48)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Таблица 5.6:

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

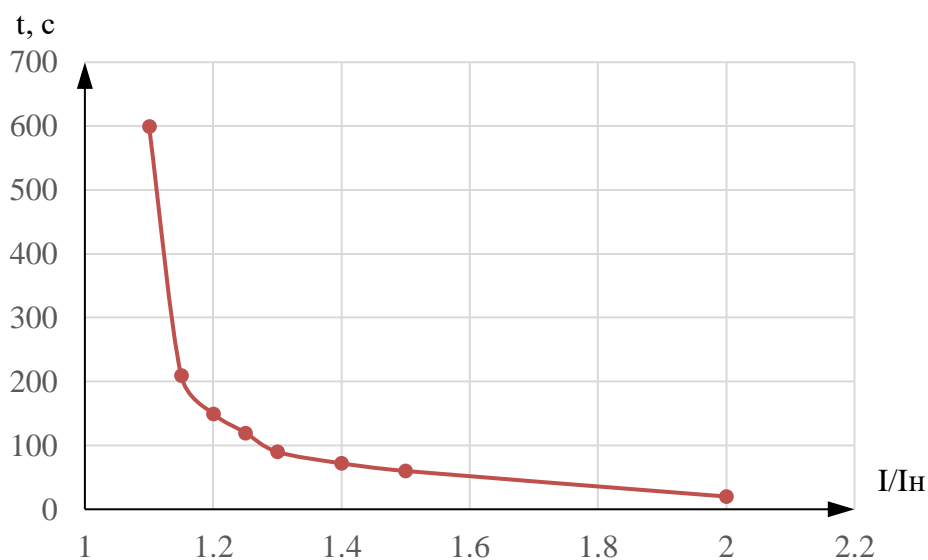


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,45 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 5,16 \text{ А,} \quad (5.49)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

В настоящее время выпускаются и находятся в эксплуатации. устройства защиты элементов электроэнергетических систем, выполненные на электромеханической, микроэлектронной и микропроцессорной элементной базе. Электромеханические устройства РЗ морально устарели и к установке не рекомендованы. На проектируемом энергообъекте целесообразно использовать РЗА на основе микропроцессорных терминалов.

Шкафы РЗА устанавливаем российского научно-производственного предприятия «НПП Экра».

В состав защит для генераторов входят:
два комплекта шкафов типа ШЭ 1111.53, включающие защиты;

основного и вспомогательного генераторов и трансформатора собственных нужд;

два комплекта шкафов типа ШЭ 1111.54, включающие защиты блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд.

Наличие двух одинаковых комплектов защит, дублирующих друг друга, имеющих отдельное питание по цепям постоянного тока и отдельное подключение по цепям тока и напряжения, позволяет обеспечить как общее резервирование защит, так и аппаратное резервирование.

В качестве примера проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора.

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Существенное влияние на компоновку оказывают особенности рельефа на месте строительства. В данном случае для проектируемого гидроузла выбираем плотинную компоновку. Исходя из этого, в состав гидроузла входят следующие сооружения:

- бетонная водобросная плотина;
- гидроэлектростанция;
- Здание ГЭС приплотинного типа.

Класс сооружения:

1. При высоте 47 м и скальном основании - III класс;
2. По мощности ГЭС $N_{уст}=495$ МВт - II класс;
3. По количеству жителей в зоне затопления (700 человек в ВБ, в НБ нет населения) - III класс.

В итоге принимаем наивысший класс - II.

6.1.2 Определение гребня бетонной плотины

Отметка гребня:

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

где h_s - превышение гребня плотины над расчётным уровнем в ВБ, создаваемое для учёта волнового воздействия.

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%;
 Δh_{set} -высота ветрового нагона;
 a - конструктивный запас, принимаемый по классу сооружения.

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где α_w - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (рассматривается перпендикулярное направление ветра в сторону плотины, 90 град.);

V_w - скорость ветра;

L - разгон волны, м;

K_w - коэффициент, принимаемый по таблице;

d - средняя высота водохранилища;

g - ускорение свободного падения.

Методом последовательных приближений, величине Δh_{set} , находящейся в знаменателе, присваивается нулевое значение.

Для скорости ветра $V_w = 15$ м/с принимается $K_w = 1,65 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 1,927$ км,

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{377 - 333}{2} = 22 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна:

$$\Delta h_{set} = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 1,927}{9,81 \cdot 22} \cdot 1 = 0,0033 \text{ м.}$$

Рассчитываются составляющие формулы высоты наката на откос волн обеспеченностью 1%. Определим безразмерные величины:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1,927}{15^2} = 84,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{15} = 14126,$$

где t - время разгона волны, принимается 6 часов.

Используя безразмерные величины по графикам СП снимаем значения, которые занесены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Величины для определения периода волны

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,48	0,016	4,18	0,085

С помощью полученных значений определяется период волны и время, за которое развивается одна длина волны.

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используются наименьшие значения:

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,48 \Rightarrow T = \frac{1,48 \cdot V_w}{g} = \frac{1,48 \cdot 15}{9,81} = 2,26 \text{ с,} \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,016 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,016 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,016 \cdot 15^2}{9,81} = 0,367 \text{ м}, \quad (6.6)$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,26^2}{2 \cdot 3,14} = 7,98 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\lambda,$$

$$22 > 3,98 \text{ м}.$$

Условие выполняется, следовательно, имеем глубоководную зону.

Высоту волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны определяем умножением средней высоты волны на коэффициент k_i , который для обеспеченности 1% составляет 2,1.

Таким образом:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,367 \cdot 2,1 = 0,77 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Отметка гребня плотины:

$$V_{ГБП} = V_{НПУ} + h_s = 377 + 0,77 + 0,6 + 0,0033 = 378,37 \text{ м}. \quad (6.9)$$

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Пропуск расходов через основной поверхностный водосброс

Определяется расчётный расход; сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{осн.мах}} = Q_{1,0\%};$$

$$Q_{\text{р.осн}} = Q_{\text{мах.осн}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{ав.в}};$$

$$Q_{\text{р}} = Q_{1,0\%} - (n - 1)Q_{1\text{агр}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{сп}}}, \quad (6.10)$$

где $Q_{\text{осн.мах}}$ -расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем, принимаемый при обеспеченности 1,0% для 2 класса сооружений;

$Q_{1\text{ГА}}$ – расход через один гидроагрегат,

n – количество гидроагрегатов,

$V_{\text{пол}}$ – 14,4 км³- полезный объем водохранилища,

$t_{\text{ср}}$ – 4 месяца- время сработки водохранилища,
 $Q_{\text{ав.в}}$ – расход через аварийный водосброс.

$$Q_p = 6798 - (6 - 1) \cdot 266,4 - \frac{14,4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 4077,11 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.\text{max}}}{q_b}; \quad (6.11)$$

где q_b - удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 55,05 = 68,81 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.12)$$

где q_p - удельный расход на рисберме:

$$q_p = v_{\text{доп}} \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 11,01 = 55,05 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.13)$$

где $v_{\text{доп}}$ - допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки,

$h_{\text{нб}}$ - глубина воды в нижнем бьефе.

Таким образом, ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_{p.\text{max}}}{q_b} = \frac{4077,11}{68,81} = 59,25 \text{ м},$$

$n=4$ (число пролетов), b (ширина пролета) = 16м $\Rightarrow B=64$ м.

Толщина быка:

$$1 \quad \delta_b \geq 2 \text{ м};$$

$$2 \quad \delta_b = (0,12 - 0,16) \cdot b = (0,12 - 0,16) \cdot 16 = (1,92 - 2,56) \text{ м};$$

$$3 \quad \text{С учетом разреза, принимаем толщину быка } \delta_b = 3 \text{ м}.$$

Рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{p.\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4077,11}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,515 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где m -коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива, принимается 0,49;

B - ширина водосливного фронта.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{9,515}{16} = 0,939, \quad (6.15)$$

где ξ_y – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;
 ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, принимают 0,45;
 n - число пролетов;
 b - ширина пролета.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{p,осн}}{\sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{4077,11}{1 \cdot 0,939 \cdot 0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,923 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где $\sigma_{п}$ - коэффициент подтопления, принимаем 1;
 $\sigma_{сж}$ - коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.17)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \delta_6)}, \quad (6.18)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \delta_6)} = \frac{4077,11}{(377 - 333) \cdot (64 + (4-1) \cdot 3)} = 1,27 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 9,923 - \frac{1,1 \cdot 1,27^2}{2 \cdot 9,81} = 9,85 \text{ м}.$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 377 - 10 = 367 \text{ м} \quad (6.19)$$

где $H_{ст}$ – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом, принимаем $H_{ст} = 10$ м.

Отметка гребня бетонной плотины:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 367 + 1,6 \cdot 10 = 383 \text{ м}, \quad (6.20)$$

Выбираем отметку гребня плотины равной 383 м (из $\nabla_{ГБП} = 378,37$ м и $\nabla_{ГБ} = 383$ м).

6.2.2 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А и В строится по координатам Кригера-Офицера, приведенным в справочнике по гидравлическим расчетам Киселева.

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяются координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{ст} = 10$ м. В таблице 6.2 представлены координаты начального очертания гребня нормальной без вакуумной водосливной стенки.

Таблица 6.2 – приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера-Офицера)

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0	1,26	21	20	12,35
2	1	0,36	22	21	13,69
3	2	0,07	23	22	15,08
4	3	0	24	23	16,53
5	4	0,06	25	24	18,94
6	5	0,27	26	25	19,6
7	6	0,6	27	26	21,22
8	7	1	28	27	22,89
9	8	1,16	29	28	24,62
10	9	1,98	30	29	26,1
11	10	2,56	31	30	28,24
12	11	3,21	32	31	30,13
13	12	3,94	33	32	32,07
14	13	4,75	34	33	34,05
15	14	5,64	35	34	36,09
16	15	6,61	36	35	38,18
17	16	7,64	37	36	40,31
18	17	8,73	38	37	42,49
19	18	9,87	39	38	44,71
20	19	11,08	40	39	46,98

На рисунке 6.1 представлено начальное очертание оголовка гребня водосливной стенки.

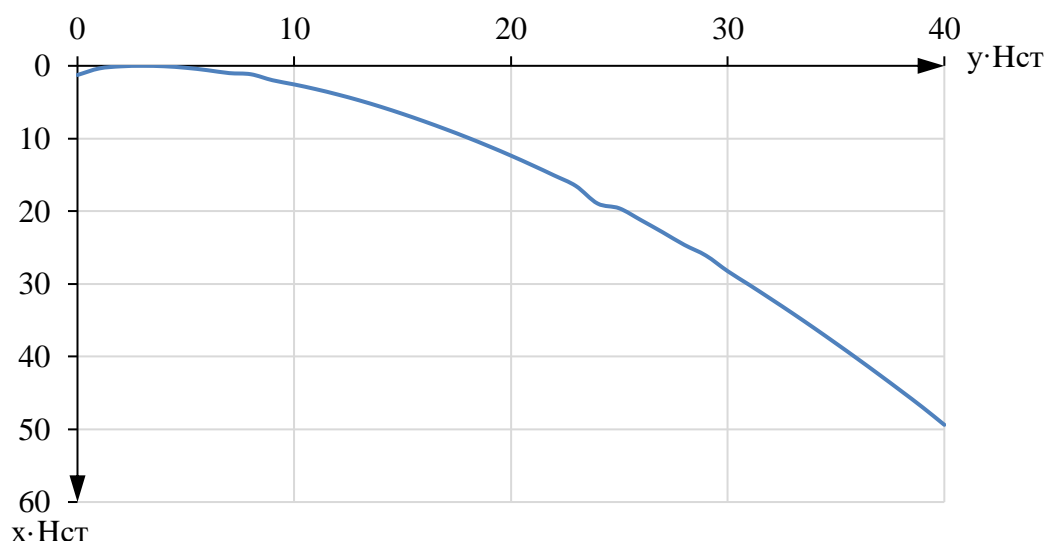


Рисунок 6.1 – Начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера- Офицерова)

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия аварийного водосброса

Определим площадь водосбросных отверстий $\omega_{\text{во}}$, затем назначим размеры одного водосбросного отверстия:

$$Q_{\text{ав.в}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{14,4 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 1388,889 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\text{ав.в}} = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}};$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{1388,889}{0,825 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 39,5}} = 60,47 \text{ м}^2,$$

где $Q_{\text{ав.в}}$ – расход, сбрасываемый через аварийный водосброс, $\text{м}^3/\text{с}$;

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

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

$H_{\text{во}}$ – напор над центром выходного отверстия.

$$H_{\text{во}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ВО}} = 377 - 337 = 39,5 \text{ м},$$

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

$$\nabla_{\text{ВО}} = \nabla_{\text{ПО}} + \frac{h_{\text{во}}}{2} = 335 + \frac{5}{2} = 337,5 \text{ м},$$

где $h_{\text{во}} = 5 \text{ м}$ – высота отверстия, принятая предварительно, м ;

∇ПО – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla\text{ПО} = \nabla\text{ДНА} + h_{\text{п}} = 333 + 2 = 335 \text{ м,}$$

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

Ширина выходного отверстия:

$$b'_{\text{во}} = \frac{\omega_{\text{во}}}{h_{\text{во}}} = \frac{60,47}{5} = 12,0 \text{ м.}$$

Принимаем количество донных водосбросов $n = 3$.

Следовательно, ширина одного донного водосброса:

$$b_{\text{во}} = \frac{b'_{\text{во}}}{3} = \frac{12,0}{3} = 4 \text{ м.}$$

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

Ширина потока на водобое за основным и аварийным водосбросом:

$$B_{\text{в}} = n \cdot b + (n - 1)\delta_{\text{б}} + n_{\text{во}} \cdot b_{\text{во}} + \delta_{\text{б}} \cdot 7 = 4 \cdot 16 + (4 - 1) \cdot 3 + 3 \cdot 4 + 3 \cdot 7 = 106 \text{ м.}$$

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Расчёт сопряжения ведем для основного случая.

Определим критическую глубину:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{р}}^2}{g \cdot (B_{\text{в}})^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot (4077,11 + 1388,9)^2}{9,81 \cdot (106)^2}} = 6,68 \text{ м.} \quad (6.21)$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h_{\text{с}(1)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\text{НПУ} - \text{ДНО} - h_{\text{с}})}} = \frac{51,57}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (377 - 333 - 0)}} = 1,95 \text{ м,} \quad (6.22)$$

где $q = \frac{Q}{B} = \frac{4077,11 + 1388,9}{106} = 51,57 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.23)$

Уточняем величину $h'_{\text{с}1}$:

$$h_{\text{с}(2)} = \frac{q}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (\text{НПУ} - \text{ДНО} - h_{\text{с}})}} = \frac{51,57}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (377 - 333 - 1,95)}} = 1,99 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,99}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,68}{1,99} \right)^3} - 1 \right) = 17,29; \quad (6.25)$$

$$h_c'' > h_{НБ};$$

$$h_{НБ} = \nabla_{НБ} - \nabla_{ДНО} = 344,01 - 333,00 = 11,01 \text{ м.}$$

17,29 > 11,01 м => сопряжение по типу отогнанного прыжка, производим расчет водобойной стенки.

6.2.5 Гашение энергии потока. Расчет водобойной стенки

Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст}, \quad (6.26)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой, по формуле:

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\sigma \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}, \quad (6.27)$$

где $q = \frac{Q_{осн.расч}}{B} = 51,57$ – удельный расход, м²/с;

m - коэффициент расхода в зависимости от типа стенки. Для стенки с практическим профилем $m=0,35$;

σ -коэффициент запаса равный 1,1.

Тогда по формуле (6.27):

$$H_{ст} = \left(\frac{51,57}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 51,57^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 17,29)^2} = 9,93 \text{ м.}$$

Выполняем проверку сопряжения бьефов за стенкой при $T_0 = H_{ст} + h_{ст} = 9,93 + 9,09 = 19,02$ м

Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = 1,1 \cdot 17,29 - 9,93 = 9,09 \text{ м}$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{51,57}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (19,02 - 0)}} = 2,97 \text{ м,} \quad (6.28)$$

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{51,57}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (19,02 - 2,97)}} = 3,23 \text{ м}, \quad (6.29)$$

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{3,23}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,68}{3,23} \right)^3} - 1 \right) = 12,07 \text{ м},$$

$$h''_{c,2} > h_{нб},$$

12,07 > 11,01 м => прыжок отогнанный.

За стенкой образуется отогнанный прыжок, произведем расчеты второй водобойной стенки.

Напор над водобойной стенкой:

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

$$H_{ст2} = \left(\frac{51,57}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 51,57^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 12,07)^2} = 9,5 \text{ м},$$

Высота второй водобойной стенки:

$$h_{ст2} = \sigma \cdot h_c'' - H_{ст2},$$

$$h_{ст2} = 1,1 \cdot 12,07 - 9,5 = 4,26 \text{ м}$$

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{ст2} + H_{ст2},$$

$$T_0 = 4,26 + 9,5 = 13,76 \text{ м}.$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{51,57}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (13,76 - 0)}} = 3,49 \text{ м},$$

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{51,57}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (13,76 - 3,49)}} = 4,04 \text{ м},$$

$$h''_{c,2} = \frac{h'_{c,1}}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c,1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{4,04}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{6,68}{4,04} \right)^3} - 1 \right) = 10,31 \text{ м.}$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_{c,2} = 10,31 \text{ м} < h_{нб} = 11,01 \text{ м}$, имеем затопленный прыжок.

6.2.6 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_p = Q_{0,1\%} - nQ_{1арп} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}}, \quad (6.30)$$

где n – количество проектируемых ГА;

$Q_{\max пов} = 8934 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный расчётный расход при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений.

$$H_{осн} = НПУ - УНБ(Q_{1\%}) = 377 - 344,01 = 32,99 \text{ м}, \quad (6.31)$$

$$Q_{ГЭС} = n \cdot Q_{1ГА} = 6 \cdot 266,4 = 1598,4 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.32)$$

$$Q_{авар} = \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = \frac{14,4 \cdot 10^9}{10368000} = 1388,889 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.33)$$

$$Q_{р.пов} = 8934 - 1598,4 - 1388,889 = 5946,71 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.34)$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}; \quad (6.35)$$

$$H_{01пов} = \left(\frac{5946,71}{0,49 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,24 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}. \quad (6.36)$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n-1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4-1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{12,24}{16} = 0,922, \quad (6.37)$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{5946,71}{0,49 \cdot 0,922 \cdot 64 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,92 \text{ м.}$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{p.\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)}; \quad (6.38)$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{5946,71}{(378 - 333) \cdot (64 + (4-1) \cdot 3)} = 1,81 \text{ м/с,}$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимаем равной 378 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 12,92 - \frac{1,1 \cdot 1,81^2}{2 \cdot 9,81} = 12,74 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 367 + 16,22 = 379,7 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Выбираем отметку ФПУ = 379,7 м, так как рассчитанная отметка превышает исходную (ФПУ=378 м).

6.3 Конструирование бетонной водосливной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Реальный профиль плоты должен удовлетворять двум условиям:

1. Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне,
2. Устойчивость плотины против сдвига по основанию.

Ширина подошвы по первому условию рассчитывается по формуле:

$$B' = \frac{h}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_B}(1-n) + n(2-n) - a_1}}, \quad (6.41)$$

где γ_6, γ_B – удельный вес бетона и воды соответственно $\gamma_6 = 24 \text{ кН/м}^3$, $\gamma_B = 10 \text{ кН/м}^3$;

a_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, $a_1 = 0,5$;

h - высота треугольника, в который вписываем плотину, равная:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 377 - 330 = 47 \text{ м,}$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - b_{\text{в}} = 333 - 3 = 330 \text{ м;} \quad (6.42)$$

где $b_{\text{в}}$ - толщина водобойной плиты.

Ширина плотины по второму условию:

$$B'' = \frac{\gamma_n \cdot h}{f \cdot \left(\frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{в}}} + n - a_1 \right)},$$

где- γ_n - коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса капитальности сооружения, $\gamma_n = 1,2$;

f - коэффициент трения бетона по грунту.

Результаты расчетов сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет ширины подошвы плотины.

n	$B'n$	$B''n$
0,10	34,56	40,29
0,2	35,23	38,37
0,3	36,15	36,62
0,4	37,39	35,03
0,5	39,03	33,57
0,6	41,22	32,23

По результатам расчетов построим зависимость $B=f(n)$ (Рисунок 6.2)

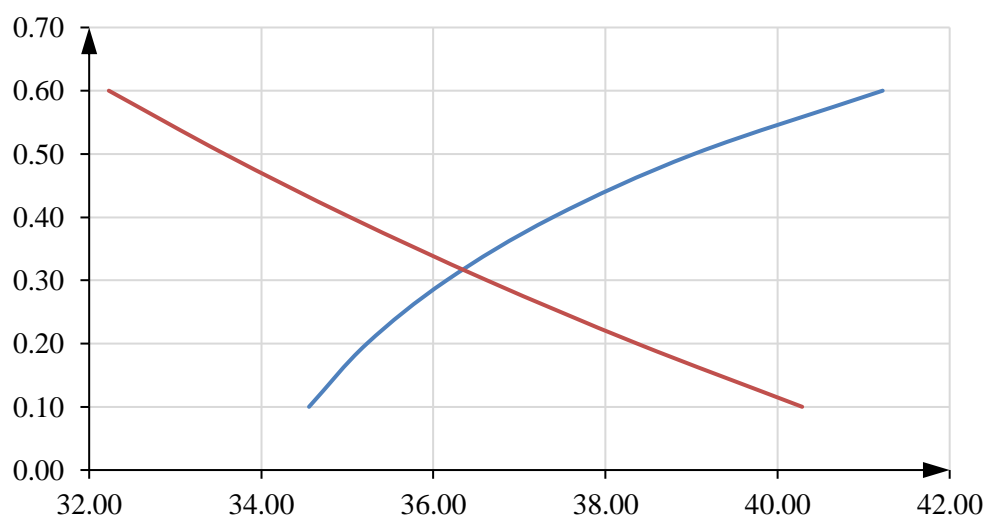


Рисунок 6.2 – График зависимостей $B=f(n)$

6.3.2 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки, автодорогу и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 2 м, проезжую часть шириной – 3 м и место под кран. Общая ширина сооружения по гребню 14 м.

6.3.3 Разрезка плотины по швам

Швы устраиваем для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние меж. секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должен быть не более 20 м. Поэтому разрезаем плотину температурно-деформационными швами с интервалом 19 метров.

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

6.3.4 Быки

Толщина быка была определена в пункте 6.2.1.

Ширина гребня плотины определена в пункте 6.3.2.

Разрезной бык состоит из двух полу быков, их суммарная толщина на 1 м больше, чем неразрезного. Толщину пазов рабочего и аварийного затвора принимаем, соответственно, 0,7 и 0,5 м.

6.3.5 Устой

В нашем случае, принимается устой разделительный (для отделения водослива от здания ГЭС) и сопрягающий устой водослива с берегом. Толщина устоя принимается по ширине быка, равной 3 м

6.3.6 Дренаж тела плотины

Принимается вертикальный дренаж. Диаметр вертикальных скважин – 20 см, расстояние между осями дренажа – 3м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа $a_{др}$, а также до верхней грани продольной галереи:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{47 \cdot 1,2}{25} = 2,25 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где H_d – напор над расчетным сечением =47 м;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения (1,2 для II класса сооружений);

$I_{кр.т}$ – критический средний градиент напора на бетонной плотине, принимается равным 25.

Принимается $a_{др} = 2,5$ м.

6.3.7 Галереи в теле плотины

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Расстояние между смотровыми галереями на высоте 12,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения различного рода коммуникаций следует назначать шириной 2 м, высотой 3 м. Буровая галерея шириной 3 м, высотой 4 м.

6.3.8 Конструирование отдельных элементов подземного контура

6.3.8.1 Цементационная завеса

Геометрические данные цементационной завесы:

$$l_1 = 0,1 \cdot B_{п} = 0,1 \cdot 36,3 = 3,63 \text{ м.}$$

где $B_{п}$ – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы:

$$h_3 = 0,8 \cdot H_{max} = 0,8 \cdot 43,1 = 34,48 \text{ м,}$$

где H_{max} – максимальный напор,

$$H_{max} = \text{НПУ} - h_{НБ min} = 377 - 333,9 = 43,1 \text{ м.}$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_h,$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{кр} = 15$ – критический градиент для завесы;

$\gamma_h = 1,25$ – коэффициент надежности.

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 43,1 - 17,2 = 25,9 \text{ м,}$$

где H_d, H_{as} – геометрические параметры эпюры фильтрации.
Таким образом:

$$\delta_3 = \frac{25,9}{15} \cdot 1,25 = 2,16 \text{ м.}$$

6.3.8.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующей воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи.

Глубину скважин принимают $h_{др} = 0,5 \cdot h_3 = 0,5 \cdot 34,48 = 17,24 \text{ м.}$

6.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраивают водобой с гасителями энергии и рисберму.

6.4.1 Водобой

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

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д.Домбровского:

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

где v_c – скорость в сжатом сечении;

$$v_c = \frac{q}{h'_c}$$

$$v_c = \frac{51,57}{1,99} = 25,9 \text{ м/с.} \quad (6.45)$$

Тогда толщина водобойной плиты:

$$b_B = 0,15 \cdot 25,9 \cdot \sqrt{1,99} = 5,48 \text{ м.}$$

Принимаем толщину водобойной плиты $b_B = 3 \text{ м}$, и закрепляем на скале с помощью анкеров.

Длина водобоя:

$$l_B = (0,8 - 1)l_{пр}, \quad (6.46)$$

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

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c'); \quad (6.47)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 17,29 - 1,99) = 77,14 \text{ м.}$$

Тогда длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot 77,14 = 61,7 \text{ м.}$$

Водобой за первой стенкой:

$$b_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'};$$

где v_c -скорость в сжатом сечении;

$$v_c = \frac{q}{h_c'}$$

$$v_c = \frac{51,57}{3,23} = 16,0 \text{ м/с.}$$

Тогда толщина водобойной плиты:

$$b_{\text{в}} = 0,15 \cdot 16,0 \cdot \sqrt{3,23} = 4,31 \text{ м.}$$

Принимаем толщину водобойной плиты $b_{\text{в}}=2$ м, и закрепляем на скале с помощью анкеров.

$$l_{\text{в}} = (0,8 - 1)l_{\text{пр}},$$

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

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

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,07 - 3,23) = 49,27 \text{ м.}$$

Тогда длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = 0,8 \cdot 49,27 = 39,4 \text{ м}$$

6.4.2 Рисберма

За второй водобойной стенкой дно укрепляем рисбермой.

Длина рисбермы:

$$l_{\text{рис}} = 0,5 \cdot 39,4 = 19,7 \text{ м} \quad (6.48)$$

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок определяется при расчетном случае - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при Qвхк). Плотина имеет швы, поэтому нагрузки собираются на одну секцию.

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}}, \quad (6.49)$$

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

Площадь поперечного сечения сооружения определяется графическим способом по чертежу с помощью программы AutoCad.

$$G_{\text{пл}} = \frac{771,1 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 3} = 15288 \text{ кН}, \quad (6.50)$$

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}},$$

где $S_{\text{б}}$ – площадь поперечного сечения быка;
 $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

$$G_{\text{б}} = \frac{1139 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 3} = 4234 \text{ кН}.$$

Точки приложения равнодействующей веса плотины и веса быка и их плечи сил определяются в программе AutoCAD: $Y_{\text{пл}} = 6,29 \text{ м}$, $Y_{\text{б}} = 10,3 \text{ м}$ (рисунок 6.3.).

где Y – плечо силы относительно середины расчетного сечения(подошвы).

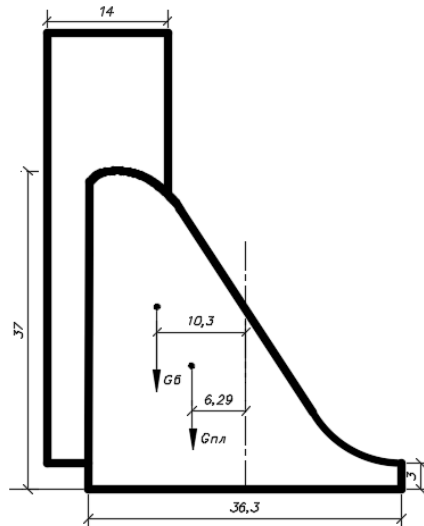


Рисунок 6.3 – Поперечный профиль плотины и быка, точки приложения сил $G_{пл}$, $G_б$ относительно середины подошвы О.

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

$$Q_з = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g; \quad (6.51)$$

где f – площадь затвора.

Площадь затвора вычисляется по формуле:

$$f = (\nabla\Phi\PY - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b, \quad (6.52)$$

$$f = (383 - 367 + 0,5) \cdot 16 = 195,8 \text{ м}^2.$$

Тогда вес плоского затвора:

$$Q_з = 0,055 \cdot 195,8 \cdot \sqrt{195,8} \cdot 9,81 = 1478 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводят к 1 п.м. длины секции:

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{1478}{16 + 3} = 77,81 \text{ кН.} \quad (6.53)$$

6.5.2 Силы гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды выглядят в виде треугольников.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: со стороны верхнего бьефа:

$$H_B = \text{НПУ} - \text{ПОД} = 377 - 330 = 47 \text{ м}; \quad (6.54)$$

$$W_{\text{вб}} = \frac{\rho \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 1000 \cdot 47^2}{2} = 10835,1 \text{ кН}. \quad (6.55)$$

С нижнего бьефа:

$$H_H = \text{УНБ}(\text{min}) - \text{ПОД} = 333,9 - 330 = 3,9 \text{ м}; \quad (6.56)$$

$$W_{\text{нб}} = \frac{\rho \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{9,81 \cdot 1000 \cdot 3,9^2}{2} = 74,6 \text{ кН}. \quad (6.57)$$

Сила взвешенного и фильтрационного давления на подошву плотины:

Пьезометрический напор по оси взвешенного давления:

$$H_t = 3,9 \text{ м}.$$

По оси суммарного давления грунта на плотину:

$$H_u = 47 \text{ м}.$$

По оси фильтрационного давления:

$$H_d = 43,1 \text{ м}.$$

Зная, что для II класса ГТС $\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40$; $\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15$.

По оси цементационной завесы:

$$H_{as} = 43,1 \cdot 0,4 = 17,2 \text{ м}.$$

По оси дренажных устройств:

$$H_{dr} = 43,1 \cdot 0,15 = 6,5 \text{ м}.$$

Эпюра пьезометрического напора по подошве представлена на рисунке 6.4.

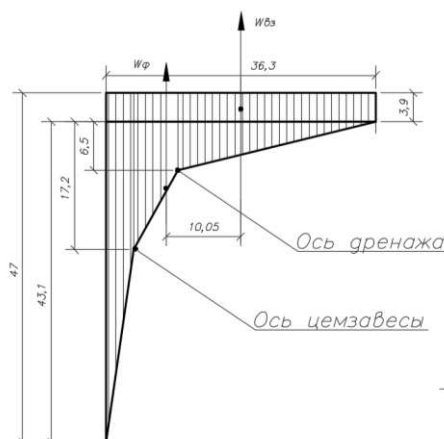


Рисунок 6.4 – Эпюра пьезометрического напора на подошве плотины

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы для основного случая:

$$h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 333,9 - 330 = 3,9 \text{ м.} \quad (6.58)$$

$$S_{\text{вз}} = B \cdot h_1 = 36,3 \cdot 3,9 = 141,57 \text{ м}^2. \quad (6.59)$$

Площади взвешивающего и фильтрационного давления определены в программе AutoCad: $S_{\text{вз}} = 141,57 \text{ м}^2$, $S_{\text{ф}} = 269,3 \text{ м}^2$.

Сила взвешивающего и фильтрационного давления определяется по формулам:

$$W_{\text{вз}} = S_{\text{вз}} \cdot \rho \cdot g = 141,57 \cdot 9,81 \cdot 1000 = 1388,8 \text{ кН;} \quad (6.60)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{ф}} \cdot \rho \cdot g = 269,3 \cdot 9,81 \cdot 1000 = 2641,8 \text{ кН.} \quad (6.61)$$

Сила пригрузки воды со стороны нижнего бьефа:

$$S_{\text{пр}} = 2,24 \text{ м}^2;$$

$$W_{\text{пр}} = S_{\text{пр}} \cdot \rho \cdot g = 2,24 \cdot 9,81 \cdot 1000 = 21,97 \text{ кН.} \quad (6.62)$$

Площади эпюр рассчитаны в программе AutoCad.

6.5.3 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определяется по формуле:

$$P_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 12,4 \cdot 2 \cdot t g \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 8,3 \text{ кПа/м} \quad (6.63)$$

где $\gamma_{\text{н}}$ -удельный вес гравийно-песчаных наносов во взвешенном состоянии;

$h_{\text{н}} = 2 \text{ м}$ - толщина слоя наносов;

$\varphi_{\text{н}} = 30^\circ$ - угол внутреннего трения наносов во взвешенном состоянии.

Удельный вес наносов, взвешенных в воде, определяется:

$$\gamma_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{ест}} - (1 - n_{\text{н}}) \gamma_{\text{в}} = 19 - (1 - 0,34) \cdot 10 = 12,4 \text{ кН/м}^3 \quad (6.64)$$

где $\gamma_{\text{н}}^{\text{ест}} = 19 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов в условиях естественной влажности;

$n_{\text{н}} = 0,34$ – пористость грунта наносов.

Равнодействующая давления наносов:

$$E_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{8,3 \cdot 2}{2} = 8,3 \text{ кН.} \quad (6.65)$$

Боковое давление гравийного грунта со стороны слоя, пригруженного наносами:

$$p'_{гр} = \gamma_H h_H tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot C \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 12,4 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = -47,5 \text{ кПа/м}, \quad (6.66)$$

где $\varphi_{гр} = 35^\circ$ - угол внутреннего трения для скалы.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{ск} = 3$ м, где действуют вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{ск} h_{ск}) tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) - 2 \cdot C \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{ск}}{2} \right) = (12,4 \cdot 2 + 15,1 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -85,1 \text{ кПа/м},$$

$$\gamma_{ск} = \gamma_{ск}^{ест} - (1 - n_{ск}) \gamma_w = 25 - (1 - 0,01) \cdot 10 = 15,1 \text{ кН/м}^3, \quad (6.67)$$

где $\gamma_{ск} = \gamma_{ск}^{ест} = 25 \text{ кН/м}^3$ – удельные вес скального грунта в условиях естественной влажности

$n_{ск} = 0,01$ – коэффициент пористости скального грунта;

$\varphi_{ск} = 35^\circ$ - угол внутреннего трения для скального грунта.

Равнодействующая активного давления грунта:

$$E_a = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{ск} = \frac{-47,5 - 85,1}{2} \cdot 3 = -198,9 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

Так как активное давление отрицательное, в последующих расчетах не учитываем.

Точки приложения сил на рисунке 6.5, определены в программе AutoCAD.

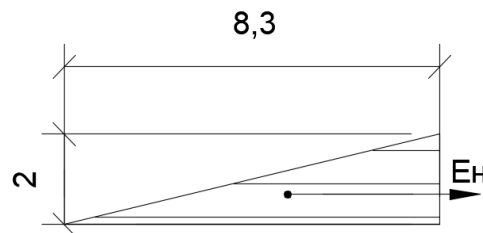


Рисунок 6.5 – Эпюра давления наносов.

Плечи сил относительно середины подошвы:

Для давления наносов $E_H = 3,52$ м;

6.5.4 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5\rho gh_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot 0,77 \left(\frac{7,98}{3,14} + \frac{0,23}{2} \right) = 10,03 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

где $h_0 \approx \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,77^2}{7,98} = 0,23 \text{ м}.$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7,98}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,77 = 0,98 \text{ м}. \quad (6.72)$$

Плечо силы волнового давления определяют:

$$X = h_1 - y_c = 47 - 0,98 = 46,0 \text{ м}. \quad (6.73)$$

Верхняя точка основания эпюры волнового давления относительно НПУ $- 1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 0,77 = 0,85 \text{ м}.$

Нижняя точка основания эпюры волнового воздействия относительно НПУ $- 8h_{1\%} = 8 \cdot 0,77 = 6,16 \text{ м}.$

Зная верхнюю и нижнюю точки эпюры, а также площадь эпюры ($W_{\text{волн}}$), определим высоты x треугольника, которым представлена эпюра волнового воздействия на рисунке 6.6:

$$x = \frac{2W_{\text{волн}}}{(1,1+8)h_{1\%}} = \frac{2 \cdot 10,2}{(1,1+8) \cdot 0,77} = 2,89. \quad (6.74)$$

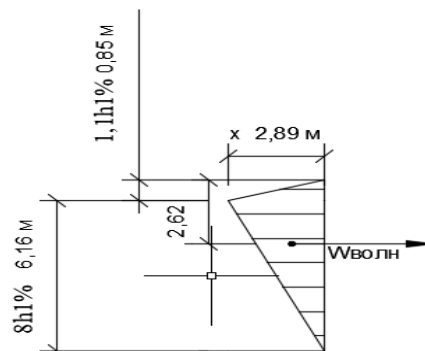


Рисунок 6.6 - Эпюра волнового давления

6.5.5 Оценка прочности плотины

Составляем таблицу 6.4, в которую вносим все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. В результате чего определяем напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD. Оценка общей прочности плотины проводится в сечении на уровне подошвы плотины.

В таблице 6.4 представлены нагрузки, действующие на плотину.

Таблица 6.4 – Нагрузки, действующие на плотину.

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основное сочетание нагрузок		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Wвб	1,0	→	10835,15	15,67	169787
Wнб	1,0	←	74,61	1,3	-97
Gб	0,95	↓	4022	10,30	-41432
Gпл	0,95	↓	14524	6,29	-91355
Wвзв	1,0	↑	1388,8	0	0
Wф	1,0	↑	2641,8	10,05	26550
Ен	1,2	→	9,96	3,52	35
Wволн	1,0	→	10,03	46,0	462
qз	0,9	↓	70,03	15,09	-1057
Wпр	1,0	↓	21,97	16,15	-355
		N	14608	M	62539

Расчет крайних напряжений на сокращенный состав нагрузок:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{14608}{36,3} + \frac{6 \cdot 62539}{36,3^2} = -117,65 \text{ кПа}, \quad (6.75)$$

где B_d – ширина подошвы плотины, м.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -117,65 \cdot 0 - 10 \cdot 47(1 - 0) = -470 \text{ кПа}.$$

Касательное напряжение:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = 0 \text{ кПа}. \quad (6.76)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u(1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -117,65 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 47 \cdot 0 = -117,65 \text{ кПа.}$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 47 = -470 \text{ кПа.} \quad (6.77)$$

Для низовой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \sum M}{B_d^2} = -\frac{14608}{36,3} - \frac{6 \cdot 62539}{36,3^2} = -687,18 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -687,18 \cdot 0,6745^2 - 10 \cdot 3,9(1 - 0,6745) = -325,33 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение:

$$\tau_{xy}^t = (\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = (10 \cdot 3,9 - 687,18) \cdot 0,6745 = -437,20 \text{ кПа.}$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -687,18(1 + 0,6745^2) + 10 \cdot 3,9 \cdot 0,6745^2 = -982,07 \text{ кПа.}$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 3,9 = -39 \text{ кПа,}$$

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

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, приложенных к плотине, относительно середины расчетного сечения;

$B_d = 32,9$ ширина подошвы плотины;

$m_u = 0, m_t = 0,6745$ – заложение верхней и нижней грани на уровне расчетного сечения;

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

$\delta = 0$ – угол между плоскостью подошвы и горизонталью;

$\alpha = 0$ – угол между плоскостью верхней грани и вертикалью.

6.5.6 Критерии прочности плотины и ее основания

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b,$$

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-982,07| \leq 0,9 \cdot 2800$$

$$1178,5 < 2660$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию. Для бетона класса В5 $R_b=2800$ кН/м²;

$\gamma_n=1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения (для II класса сооружения, принимается 1.2);

$\gamma_{lc}=1$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного случая равный 1.

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая, принимается 0,9.

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

$$\sigma_y^u < 0$$

$$-117,65 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u$$

$$|-117,65| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 47$$

$$|-117,65| > 117,5$$

Все три критерия прочности соблюдаются.

6.5.7 Обоснование устойчивости плотины

Расчет устойчивости сооружения на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига, проходящих по:

а) Контакту бетон-скала и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту $\gamma_c = 0,95$.

Равнодействующая сдвигающая сила:

$$F = W_{вб} - W_{нб} + W_{волн} + E_n = 10835,15 - 74,61 + 10,23 + 9,96 = 10781 \text{ кН.}$$

б) Для определения условия устойчивости при поступательной форме сдвига необходимо определить расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} + q_3 - W_{\text{ф}} - W_{\text{вз}}) \operatorname{tg} \varphi + c \cdot B + \gamma'_c E_{\text{пн}} = (14524 + 4022 + 70,03 - 2641,8 - 1388,8) 0,7 + 100 \cdot 36,3 = 13840 \text{ кН}$$

где $c=100$ – сцепление для скального грунта;

γ'_c - коэффициент условия работы для пассивного грунта, принимается равным 0,7.

Условия для обеспечения устойчивости плотины:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n;$$

$$\frac{13840 \cdot 0,95}{10781 \cdot 1,0} \geq \gamma_n;$$

$$1,22 > 1,2.$$

По проведенным проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности при основном сочетании нагрузок.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Омолонской ГЭС. Охрана труда и противопожарная безопасность

7.1 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Омолонского гидроузла

7.1.1 Общие сведения о районе строительства

Омолонская ГЭС расположена в Магаданской области на реке Омолон.

Омолон — река в России, на севере Дальнего Востока, правый и самый крупный приток Колымы. Протекает по территории Якутии, Чукотского автономного округа и Магаданской области.

Длина реки 1114 км, площадь водосборного бассейна 113 000 км².

Климат на протяжении реки резко континентальный, субарктический, где господствует Сибирский антициклон с очень холодными зимами и относительно жарким летом. Среднегодовая температура воздуха составляет $-12,8$ °С, абсолютный минимум зафиксирован -61 °С, абсолютный максимум $+34$ °С.

Флора:

По берегам реки Омолон произрастает примерно 550 видов растений. На горных прибрежных склонах преимущественно растет кедровый стланик, в островных поймах — заросли тополя и чозении. Растет здесь и лиственница благодаря подрусловым таликам. Произрастают и некоторые кустарниковые формы — пижма, недотрога, купырь, седмичник. Также здесь встречаются ягодные кустарники дикой смородины и шиповника, причем обильно плодоносящие. На более заболоченных местах можно встретить кизляк, уруть и мытник колымский, в моховых лиственничниках — купальницу и золотистый рододендрон.

Фауна:

В водах Омолона в России водятся разные виды рыб. Это щука, хариус восточносибирский, валец, ленок, нельма, чукучан, пестроногий подкаменщик, чир. Озерный голянь и якутский карась нашли себе пристанище в надпойменных озерах. В общей сложности 25 разновидностей млекопитающих встречается на побережье Омолона. Среди них бурундук, землеройка, летяга, лемминг и заяц-беляк. Хищники представлены в основном бурыми медведями, лисицами, волками, соболями, росомахами, выдрами, ласками и горностаями. И для обитания лосей природой созданы прекрасные условия в долине Омолона. Здесь зафиксирована самая высокая плотность этого вида животных. Каждый год, весной и осенью, через реку совершается эмиграция диких оленей в северном направлении и обратно. В среднем течении реки в 1980 году был создан ресурсный Омолонский заказник. А в 1994 году на речном правобережье был организован еще один заказник — «Лосиный», а в дальнейшей перспективе имеются планы на основе этого заказника создать природный национальный парк под названием «Крайний Север».

7.1.2 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться и производится контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96-ФЗ от 4 мая 1999 г.

7.1.3 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Омолонской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- Регулирование водным режимом водотока;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия попадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

При проведении ремонтов должно обеспечиваться попадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Омолон от сбросов Омолонской ГЭС ниже по течению реки.

7.1.4 Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции

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

собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловители. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости—ваки аварийного слива масла.

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

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

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

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

Осуществление строительства Омолонской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

7.1.5 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 строительно-монтажные 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 всех видов строительного мусора. 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.

План мероприятий по охране окружающей среды представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - План мероприятия по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон от 4 Мая 1999 года №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов, загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство

Продолжение таблицы 7.1.

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления очистка от	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия	Федеральный закон от 24 июня 1998 г. N 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники		Строительство и эксплуатация
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства
Раздел IV. Охрана животного мира		
Образование рыбного хозяйства	Федеральной закон от 24.04.1995 N 52-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»	Эксплуатация

7.1.6 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме
 Код отходов по ФККО-2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho,$$

где N-объем бетонных работ;(N=149856 м³)
 q- удельный норматив образования (q=1,8%);

ρ - плотность бетона ($\rho=2,5 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{149856 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 6744 \text{ т.}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязнённые черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0%.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho,$$

где N-количество арматуры ;(N=1500 т);
q- удельный норматив образования (q=1,0%);
 ρ - удельный вес арматуры ($\rho=2,0 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{1500 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 30 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано т лома бетонных изделий, 30 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специальный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки.

7.2 Безопасность гидротехнических сооружений

Важнейшей задачей службы эксплуатации Омолонской ГЭС являются обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий могут быть катастрофическими, поэтому обеспечение безопасности ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации, проектируемой ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений», требованием которого является составление декларации о безопасности ГЭС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет порядок, содержание составления Декларации о безопасности ГЭС. обязательным является осуществление государственной экспертизы для ГЭС при их проектировании, строительстве, вводе в

эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте или восстановлении.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике ГЭС. Для контроля состояния основных сооружений проектируемой ГЭС должны быть предусмотрены контрольно-измерительные аппараты, который отслеживают изменения в состоянии плотины. Собственник ГЭС в соответствии с Федеральным законом должен разработать декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГЭС критериям безопасности.

7.3 Охрана труда

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».

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

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

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

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.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, осуществляющие оперативные переключения, организацию и выполнение строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, утвержденных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) предприятия.

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

7.4 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;
- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;
- опасные факторы взрыва по ГОСТ 12.1.010, происшедшего вследствие пожара;

- огнетушащие вещества.

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

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

Руководители структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически:

- действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренчерами – ось которых направлена в сторону обмотки.

Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется высокая надёжность работы данных устройств.

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

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка, информирование персонала и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защиты;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств

различного назначения: вентиляции, оповещения и других устройств автоматики;

- выдача команд и сигналов в систему оповещения (световой и звуковой), также в контроллеры локального уровня;

- передача данных оператору, на сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;

- контроль за работоспособностью системы.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов для подачи воды к месту возгорания, включая запорно-пусковые устройства. Каждый объект оснащается системой автоматического пожарного обнаружения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском тушения очага пожара и системой оповещения персонала о пожаре.

Специальные места для курения располагаются в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях размещены различные пожарные датчики, системы автоматического пожаротушения или пожарной сигнализации. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

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

8 Определение технико-экономических показателей

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

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

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	495	495	495	495
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1980000	1980000	1980000	1980000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	19800	19800	19800	19800
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1960200	1960200	1960200	1960200
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1175	1206	1235	1262
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	230,32	236,40	242,09	247,38
НДС к выручке	млн.руб	383,9	394,00	403,47	412,30

Вывод: Рост выручки за исследуемый период произошел за счет изменения тарифа на электроэнергию, при этом объемы реализации не изменились.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

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

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и объектов 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	126,3
Прочие	274,0	135,6
Итого по ГЭС		261,9

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%

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 400 МВт до 999 МВт	0,040%	0,060%	0,080%	0,100%

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	67,01
НП «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/МВт·ч	4,69
АО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/МВт·ч	1,36
Итого		73,06

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			
	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	786,8	786,8	786,8	786,8
Расходы на страхование, млн.руб.	126,7	126,7	126,7	135,4
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	261,9	261,9	261,9	261,9
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	133,5	124,1	114,6	116,0
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	73,1	73,1	73,1	73,1
Налог на воду, млн.руб.	20,6	20,6	20,6	20,6
Итого, млн.руб.	1402,5	1393,1	1383,1	1393,8

Наблюдается увеличение расходов на страхование и на ремонт производственных фондов.

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

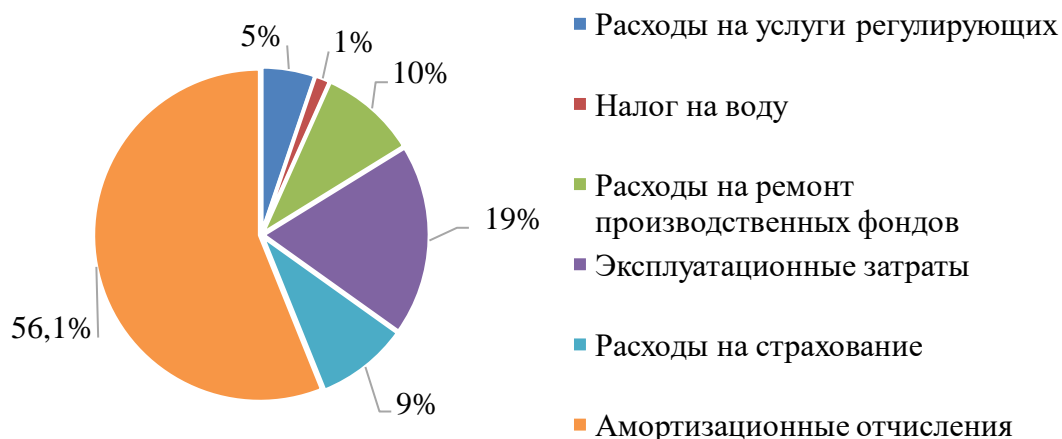


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.1.3 Налоговые расходы

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

Учтены следующие налоги:

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

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта			
	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	641,35	667,47	692,14	713,01
НДС, млн.руб.	462,63	885,68	907,02	923,41
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	0,13	0,13	0,13	0,13
Налог на имущество, млн.руб.	249,01	231,69	214,39	197,07
Итого, млн.руб.	1353,12	1784,9	1813,7	1838,6

Вывод: Большую часть налоговых расходов составляют НДС и налог на прибыль. Каждый показатель увеличивается с течением времени.

8.2 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			
	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	4324,6	4437,9	4543,9	4650,9
Текущие расходы, млн.руб.	1402,5	1393,1	1383,6	1393,8
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	4304,1	4417,4	4523,4	4630,4
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	3206,7	3337,3	3460,7	3565,0
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	641,3	667,5	692,1	713,0
Ставка налога на прибыль, %	2565,4	2669,9	2768,6	2852,0

Вывод: Объем чистой прибыли зависит от объема валовой прибыли и величины налогов, и растёт по мере увеличения выработки электроэнергии, что показано на рисунке 8.2:

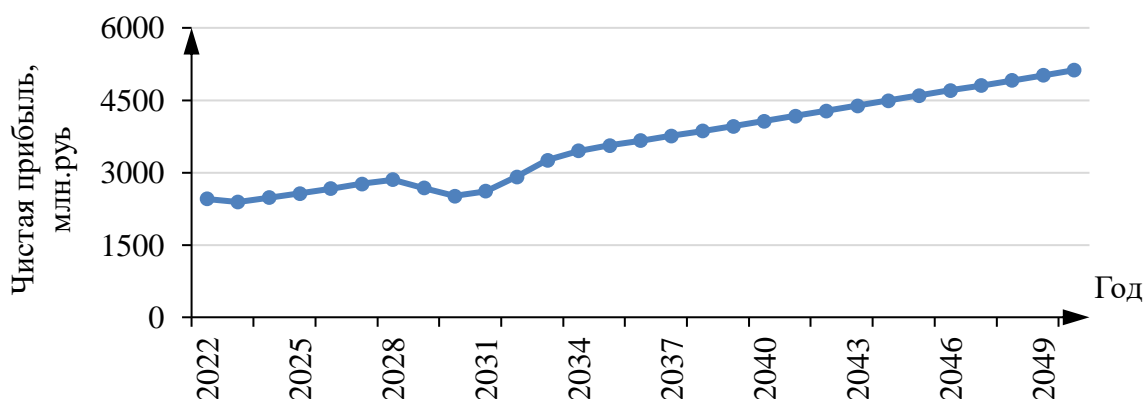


Рисунок 8.2 – Изменение CF (денежного потока) по проекту, млн. руб.

8.3 Оценка инвестиционного проекта

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

8.3.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

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

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

в) Приложение к приказу «ПАО «РусГидро» от от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.)

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Омолонской 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 законо.

8.3.2 Коммерческая эффективность (НПВ)

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Омолонской ГЭС на реке Омолон»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	145
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	2704,91
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,19
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,90
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,49
Удельные капиталовложения, руб/Квт	86402,83

Проект строительства Омолонской ГЭС является эффективным, так как индекс прибыльности больше 1.

8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.Рублей	1122,4	1571,6	1617,8	1663,9
В региональный бюджет, млн.Рублей	249,0	231,7	214,4	197,1
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	1371,4	1803,3	1832,2	1861,1

Вывод: Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.3.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Ставки налогов;
- Цены сбыта;
- Ставки дисконтирования;

Изменения NPV представлены на рисунке 8.3 и 8.4.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определены экспертно.

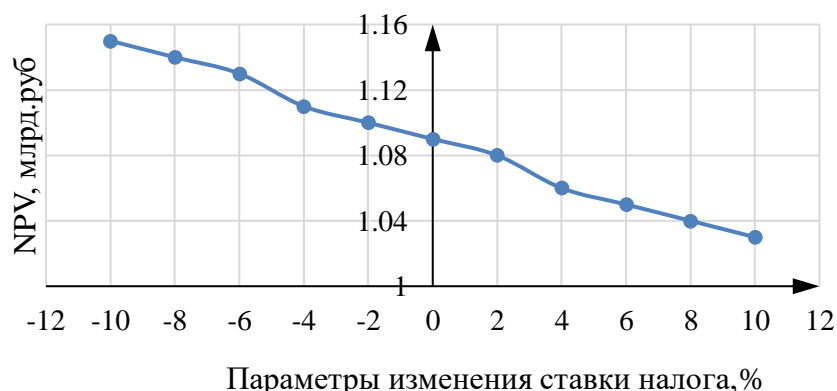


Рисунок 8.3 – Изменения NPV от изменения ставки налога, %

Вывод: Увеличение ставки налогов- уменьшение величины NPV.

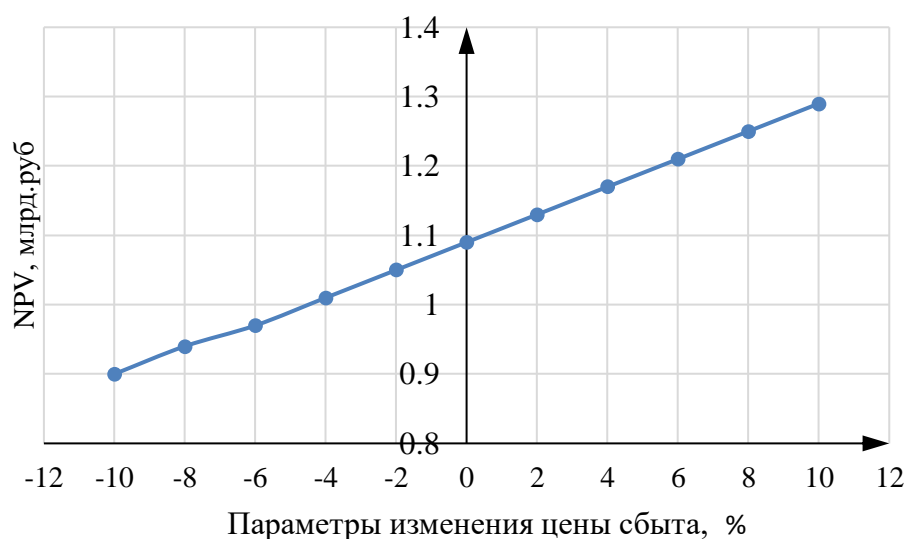


Рисунок 8.4 – Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии, %

Вывод: При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 8.4.

Изменение ставки дисконтирования приведена на рисунке 8.5.

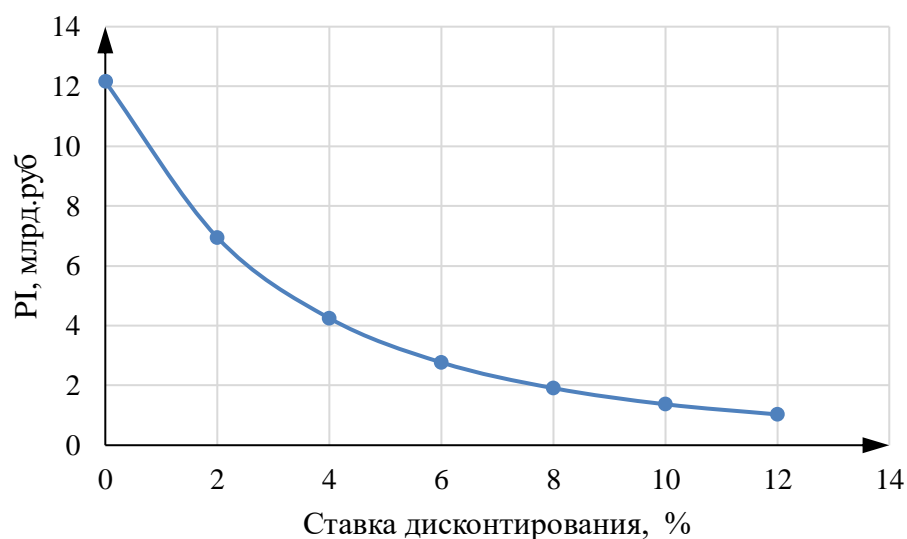


Рисунок 8.5– Изменения PI от изменения ставки дисконтирования, %

Вывод: При увеличении ставки дисконтирования – уменьшается величина PI. Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

увеличение ставки дисконтирования;

уменьшение цены электроэнергии;
увеличение объема инвестиций продукции.

Можно сделать вывод, что представленный проект Омолонской ГЭС на реке Омолон, установленной мощностью 495 МВт с экономической точки зрения целесообразен и экономически оправдан.

Данный вывод может быть сделан на основе следующих показателей:

$NPV=2704,91$ млн.руб.

$PI=1,19$

Срок окупаемости проекта равен 12 лет

Себестоимость электроэнергии 0,49 руб./кВт·ч

Удельные капиталовложения 86402,83руб/Квт.

9. Опасные производственные объекты в составе оборудования ГЭС

9.1 Общие положения

9.1.1 Основные понятия

Промышленная безопасность опасных производственных объектов (далее – промышленная безопасность, безопасность опасных производственных объектов) - состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий;

Авария - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ;

Инцидент - отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от установленного режима технологического процесса;

Технические устройства, применяемые на опасном производственном объекте, - машины, технологическое оборудование, системы машин и (или) оборудования, агрегаты, аппаратура, механизмы, применяемые при эксплуатации опасного производственного объекта

Обоснование безопасности опасного производственного объекта – документ, содержащий сведения о результатах оценки риска аварии на опасном производственном объекте и связанной с ней угрозы, условия безопасной эксплуатации опасного производственного объекта, требования к эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации опасного производственного объекта.

Система управления промышленной безопасностью - комплекс взаимосвязанных организационных и технических мероприятий, осуществляемых организацией, эксплуатирующей опасные производственные объекты, в целях предупреждения аварий и инцидентов на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации последствий таких аварий.

Техническое перевооружение опасного производственного объекта – приводящие к изменению технологического процесса на опасном производственном объекте внедрение новой технологии, автоматизация опасного производственного объекта или его отдельных частей, модернизация или замена применяемых на опасном производственном объекте технических устройств.

Эксперт в области промышленной безопасности - физическое лицо, аттестованное в установленном Правительством Российской Федерации порядке, которое обладает специальными познаниями в области промышленной безопасности, соответствует требованиям, установленным федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, и участвует в проведении экспертизы промышленной безопасности

9.1.2 Опасные производственные объекты

Опасными производственными объектами в соответствии с настоящим Федеральным законом являются предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Опасные производственные объекты

№ объекта	Вид объектов	Пояснение
1.	Объекты, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 МПа (к ним относятся ресивера, воздухоотборники, сосуды маслonaпорных установок, электродкотлы):	- пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии)
		- воды при температуре нагрева более 115 градусов Цельсия
		- иных жидкостей при температуре, превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 МПа
2.	Объекты, на которых используются стационарно установленные грузоподъемные механизмы (к ним относятся грузоподъемные краны всех типов, краны-манипуляторы, подъемники и вышки):	- предназначенные для перемещения людей.

К опасным производственным объектам не относятся объекты электросетевого хозяйства.

Опасные производственные объекты подлежат регистрации в государственном реестре в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

Опасные производственные объекты в зависимости от уровня потенциальной опасности аварий на них для жизненно важных интересов личности и общества подразделяются на четыре класса опасности:

I класс опасности - опасные производственные объекты чрезвычайно высокой опасности;

II класс опасности - опасные производственные объекты высокой опасности;

III класс опасности - опасные производственные объекты средней опасности;

IV класс опасности - опасные производственные объекты низкой опасности.

Присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре.

Руководитель организации, эксплуатирующей опасные производственные объекты, несет ответственность за полноту и достоверность сведений,

представленных для регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов, в соответствии с законодательством Российской Федерации.

9.1.3 Классификация опасных производственных объектов

Классы опасности опасных производственных объектов, устанавливаются исходя из количества опасного вещества или опасных веществ, которые одновременно находятся или могут находиться на опасном производственном объекте, в соответствии с таблицей 9.2.

Таблица 9.2 – Классификация опасных производственных объектов

Виды опасных веществ	Количество опасных веществ, т			
	I класс опасности	II класс опасности	III класс опасности	IV класс опасности
Горючие жидкости, используемые в технологическом процессе или транспортируемые по магистральному трубопроводу	2000 и более	200 и более, но менее 2000	20 и более, но менее 200	1 и более, но менее 20

При наличии различных веществ одного вида их количества суммируются.

В случае, если расстояние между опасными производственными объектами составляет менее чем пятьсот метров, независимо от того, эксплуатируются они одной организацией или разными организациями, учитывается суммарное количество опасных веществ одного вида.

Объекты, использующие оборудование, работающее под давлением более 0,07 мега Паскаля

и воды при температуре нагрева более 115 градусов Цельсия, устанавливаются следующие классы опасности:

1) III класс опасности - для опасных производственных объектов, осуществляющих теплоснабжение населения и социально значимых категорий потребителей, определяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения, а также иных опасных производственных объектов, на которых применяется оборудование, работающее под избыточным давлением 1,6 мега Паскаля и более или при температуре рабочей среды 250 градусов Цельсия и более;

2) IV класс опасности - для опасных производственных объектов, не указанных в подпункте 1 настоящего пункта.

Объекты использующие стационарно установленные грузоподъемные механизмы

(за исключением лифтов, подъемных платформ для инвалидов), эскалаторы в метрополитенах, канатные дороги, фуникулеры, устанавливаются следующие классы опасности:

- 1) III класс опасности - для подвесных канатных дорог;
- 2) IV класс опасности - для опасных производственных объектов, не указанных в подпункте 1 настоящего пункта.

9.1.4 Установка, размещение и обвязка сосудов

Сосуды должны быть установлены на открытых площадках в местах, исключающих скопление людей, или в отдельно стоящих зданиях.

Воздухосборники или газосборники должны быть установлены на фундамент вне здания питающего источника. Место их установки должно иметь ограждение.

Расстояние между воздухосборниками должно быть не менее 1,5 м, а между воздухосборником и стеной здания - не менее 1 м. Расстояние между газосборниками определяет проектная организация.

Ограждение воздухосборника должно находиться на расстоянии не менее 2 м от воздухосборника в сторону проезда или прохода.

При установке сосудов со взрывопожароопасными средами на производственных площадках организаций, а также на объектах, расположенных (в обоснованных случаях) на территории населенных пунктов (автомобильные газозаправочные станции), должно быть обеспечено соблюдение безопасных расстояний размещения сосудов от зданий и сооружений, установленных проектом с учетом радиуса опасной зоны в случае аварийной разгерметизации сосуда и требований пожарной безопасности.

Допускается установка сосудов:

а) в помещениях, примыкающих к производственным зданиям, при условии отделения их капитальной стеной, конструктивная прочность которой определена проектной документацией с учетом максимально возможной нагрузки, которая может возникнуть при разрушении (аварии) сосудов;

б) в производственных помещениях, включая помещения котельных и тепловых электростанций, в случаях, предусмотренных проектом с учетом норм проектирования данных объектов в отношении сосудов, для которых по условиям технологического процесса или условиями эксплуатации невозможна их установка вне производственных помещений;

в) с заглублением в грунт при условии обеспечения доступа к арматуре и защиты стенок сосуда от коррозии.

Не разрешается установка в жилых, общественных и бытовых зданиях, а также в примыкающих к ним помещениях, сосудов, подлежащих учету в территориальных органах Ростехнадзора или иных федеральных органах исполнительной власти в области промышленной безопасности, которым в соответствии с федеральными законами или нормативными правовыми актами Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации

предоставлено право осуществлять отдельные функции нормативно-правового регулирования, специальные разрешительные, контрольные или надзорные функции в области промышленной безопасности

9.1.5 Требования промышленной безопасности

Требования промышленной безопасности должны соответствовать нормам в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, санитарно-эпидемиологического благополучия населения, охраны окружающей среды, экологической безопасности, пожарной безопасности, охраны труда, строительства, а также обязательным требованиям, установленным в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

В случае, если при эксплуатации, капитальном ремонте, консервации или ликвидации опасного производственного объекта требуется отступление от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, таких требований недостаточно и (или) они не установлены, лицом, осуществляющим подготовку проектной документации на строительство, реконструкцию опасного производственного объекта, могут быть установлены требования промышленной безопасности к его эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации в обосновании безопасности опасного производственного объекта.

Обоснование безопасности опасного производственного объекта, а также изменения, вносимые в обоснование безопасности опасного производственного объекта, подлежат экспертизе промышленной безопасности. Применение обоснования безопасности опасного производственного объекта без положительных заключений экспертизы промышленной безопасности такого обоснования и внесенных в него изменений (при их наличии) не допускается.

Обоснование безопасности опасного производственного объекта направляется организацией, эксплуатирующей опасный производственный объект, в федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности при регистрации опасного производственного объекта в государственном реестре. Изменения, внесенные в обоснование безопасности опасного производственного объекта, направляются организацией, эксплуатирующей опасный производственный объект, в федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности в течение десяти рабочих дней со дня получения положительного заключения экспертизы промышленной безопасности.

В случае, если при проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции, капитальном ремонте, консервации или ликвидации опасного производственного объекта требуется отступление от требований промышленной безопасности, установленных федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности, таких требований недостаточно и (или) они не установлены, лицом, осуществляющим подготовку

проектной документации на строительство, реконструкцию опасного производственного объекта, могут быть установлены требования промышленной безопасности к его эксплуатации, капитальному ремонту, консервации и ликвидации в обосновании безопасности опасного производственного объекта.

9.1.6 Правовое регулирование в области промышленной безопасности

Правовое регулирование в области промышленной безопасности осуществляется настоящим Федеральным законом, другими федеральными законами, принимаемыми в соответствии с ними нормативными правовыми актами Президента Российской Федерации, нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации, а также федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности.

Правовой статус и полномочия специализированных организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности на объектах, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением или, используются стационарно установленные грузоподъемные механизмы (подъемные сооружения).

Если международным договором Российской Федерации установлены иные правила, чем предусмотренные настоящим Федеральным законом, то применяются правила международного договора.

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности устанавливают обязательные требования к:

- деятельности в области промышленной безопасности, в том числе работникам опасных производственных объектов, экспертам в области промышленной безопасности;
- безопасности технологических процессов на опасных производственных объектах, в том числе порядку действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;
- обоснованию безопасности опасного производственного объекта.

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности разрабатываются и утверждаются в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

9.1.7 Федеральные органы исполнительной власти в области промышленной безопасности

В целях осуществления государственной политики в области промышленной безопасности Президент Российской Федерации или по его поручению Правительство Российской Федерации определяет федеральные органы исполнительной власти в области промышленной безопасности и возлагает на них осуществление соответствующего нормативного регулирования, а также специальных разрешительных, контрольных и надзорных функций в области промышленной безопасности. Федеральные

органы исполнительной власти в области промышленной безопасности имеют подведомственные им территориальные органы, создаваемые в установленном порядке.

Федеральные органы исполнительной власти, которым в соответствии с федеральными законами или нормативными правовыми актами Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации предоставлено право осуществлять отдельные функции нормативно-правового регулирования, специальные разрешительные, контрольные или надзорные функции в области промышленной безопасности, обязаны согласовывать принимаемые ими нормативные правовые акты, а также координировать свою деятельность в области промышленной безопасности с федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности.

9.2 Основы промышленной безопасности

К видам деятельности в области промышленной безопасности относятся проектирование, строительство, эксплуатация, реконструкция, капитальный ремонт, техническое перевооружение, консервация и ликвидация опасного производственного объекта; изготовление, монтаж, наладка, обслуживание и ремонт технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; проведение экспертизы промышленной безопасности; подготовка и переподготовка работников опасного производственного объекта вне образовательных учреждений.

Отдельные виды деятельности в области промышленной безопасности подлежат лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Обязательным требованием к соискателю лицензии для принятия решения о предоставлении лицензии на эксплуатацию опасных производственных объектов является наличие документов, подтверждающих ввод опасных производственных объектов в эксплуатацию, или положительных заключений экспертизы промышленной безопасности на технические устройства, применяемые на опасных производственных объектах, здания и сооружения на опасных производственных объектах.

Лицензирующий орган не вправе требовать от соискателя лицензии представления указанных документов, если такие документы находятся в распоряжении лицензирующего органа, органов, предоставляющих государственные услуги, органов, предоставляющих муниципальные услуги, иных государственных органов, органов местного самоуправления либо подведомственных государственным органам или органам местного самоуправления организации, за исключением документов, включенных в определенный Федеральным законом от 27 июля 2010 года N 210-ФЗ "Об организации предоставления государственных и муниципальных услуг" перечень документов. Лицензирующий орган самостоятельно запрашивает такие

документы (сведения, содержащиеся в них) в уполномоченных органах, если заявитель не представил их по собственной инициативе.

Указанные документы могут быть представлены соискателем лицензии в форме электронных документов.

9.2.1 Технические устройства, применяемые на опасном производственном объекте

Обязательные требования к техническим устройствам, применяемым на опасном производственном объекте, и формы оценки их соответствия указанным обязательным требованиям устанавливаются в соответствии с законодательством Российской Федерации о техническом регулировании.

Если техническим регламентом не установлена иная форма оценки соответствия технического устройства, применяемого на опасном производственном объекте, обязательным требованиям к такому техническому устройству, оно подлежит экспертизе промышленной безопасности:

- до начала применения на опасном производственном объекте;
- по истечении срока службы или при превышении количества циклов нагрузки такого технического устройства, установленных его производителем;
- при отсутствии в технической документации данных о сроке службы такого технического устройства, если фактический срок его службы превышает двадцать лет;
- после проведения работ, связанных с изменением конструкции, заменой материала несущих элементов такого технического устройства, либо восстановительного ремонта после аварии или инцидента на опасном производственном объекте, в результате которых было повреждено такое техническое устройство.

Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности могут быть предусмотрены возможность, порядок и сроки опытного применения технических устройств на опасном производственном объекте без проведения экспертизы промышленной безопасности при условии соблюдения параметров технологического процесса, отклонения от которых могут привести к аварии на опасном производственном объекте.

9.2.2 Требования промышленной безопасности к проектированию, строительству, реконструкции, капитальному ремонту, вводу в эксплуатацию, техническому перевооружению, консервации и ликвидации опасного производственного объекта

Техническое перевооружение, капитальный ремонт, консервация и ликвидация опасного производственного объекта осуществляются на основании документации, разработанной в порядке, установленном настоящим Федеральным законом, с учетом законодательства о градостроительной

деятельности. Если техническое перевооружение опасного производственного объекта осуществляется одновременно с его реконструкцией, документация на техническое перевооружение такого объекта входит в состав соответствующей проектной документации. Документация на консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта подлежит экспертизе промышленной безопасности. Документация на техническое перевооружение опасного производственного объекта подлежит экспертизе промышленной безопасности в случае, если указанная документация не входит в состав проектной документации такого объекта, подлежащей экспертизе в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности.

Не допускаются техническое перевооружение, консервация и ликвидация опасного производственного объекта без положительного заключения экспертизы промышленной безопасности, которое в установленном порядке внесено в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности, либо, если документация на техническое перевооружение опасного производственного объекта входит в состав проектной документации такого объекта, без положительного заключения экспертизы проектной документации такого объекта.

Отклонения от проектной документации опасного производственного объекта в процессе его строительства, реконструкции, капитального ремонта, а также от документации на техническое перевооружение, капитальный ремонт, консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта в процессе его технического перевооружения, консервации и ликвидации не допускаются.

Изменения, вносимые в проектную документацию на строительство, реконструкцию опасного производственного объекта, подлежат экспертизе проектной документации в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности. Изменения, вносимые в документацию на консервацию и ликвидацию опасного производственного объекта, подлежат экспертизе промышленной безопасности. Изменения, вносимые в документацию на техническое перевооружение опасного производственного объекта, подлежат экспертизе промышленной безопасности и согласовываются с федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности или его территориальным органом, за исключением случая, если указанная документация входит в состав проектной документации, подлежащей экспертизе в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности.

В процессе строительства, реконструкции, капитального ремонта, технического перевооружения, консервации и ликвидации опасного производственного объекта организации, разработавшие соответствующую документацию, в установленном порядке осуществляют авторский надзор.

Ввод в эксплуатацию опасного производственного объекта проводится в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности.

При этом проверяется готовность организации к эксплуатации опасного производственного объекта и к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии, а также наличие у нее договора обязательного страхования гражданской ответственности, заключенного в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

9.2.3 Требования промышленной безопасности к монтажу, ремонту, реконструкции (модернизации) и наладке оборудования под давлением

Монтаж (демонтаж), ремонт с применением сварки, реконструкцию (модернизацию), наладку оборудования под давлением при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении ОПО и в процессе его эксплуатации должны осуществлять специализированные организации, имеющие статус юридического лица и организационную форму, соответствующую требованиям законодательства Российской Федерации, а также индивидуальные предприниматели (далее - специализированные организации).

При монтаже, ремонте, наладке оборудования под давлением должны быть выполнены требования разработчика проекта и изготовителя оборудования, указанные в его руководстве (инструкции) по эксплуатации и другой технической документации.

Реконструкция (модернизация) оборудования под давлением должна быть осуществлена по проекту, выполненному или согласованному организацией - изготовителем (разработчиком проекта) оборудования, а при его отсутствии - проектной организацией, специализирующейся на проектировании аналогичного оборудования и обладающей правами выполнения таких работ в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации. Изменения, необходимость которых возникла при проведении работ по реконструкции (модернизации) оборудования, должны быть согласованы с разработчиком проекта реконструкции (модернизации) и внесены в проектную документацию.

В процессе эксплуатации оборудования под давлением его работоспособное состояние и соответствие установленным к нему требованиям должно обеспечиваться проведением технического обслуживания, планово-предупредительных и внеплановых (при необходимости) ремонтов силами работников соответствующих подразделений эксплуатирующих организаций, а также специализированных организаций (при необходимости) в соответствии с указаниями руководства (инструкции) по эксплуатации, нормативных документов, принятых для применения в эксплуатирующей организации, и требований настоящих ФНП.

Периодическая аттестация руководителей и специалистов проводится один раз в пять лет.

Проверка знаний требований производственных инструкций и (или) инструкций для данной профессии у рабочих проводится один раз в 12 месяцев.

Внеочередная аттестация руководителей и специалистов и проверка знаний рабочих проводится в случаях, установленных положением об аттестации и положением о проверке знаний.

Элементы, арматура, предохранительные устройства и иные комплектующие, выдерживающие воздействие избыточного давления, применяемые (для замены неработоспособных) при монтаже и ремонте оборудования под давлением, должны соответствовать требованиям настоящих ФНП, проектной и технической документации, а также требованиям технических регламентов, действующих в отношении перечисленных изделий на момент выпуска их в обращение и поставки эксплуатирующей организации.

9.2.4 Требования к организациям, осуществляющим монтаж, ремонт, реконструкцию (модернизацию), наладку оборудования и к работникам этих организаций

Структура управления в специализированной организации должна обеспечивать каждому работнику конкретную сферу деятельности и пределы его полномочий. Распределение ответственности работников специализированной организации должно быть установлено в положении о контроле соблюдения технологических процессов специализированной организации.

Специализированная организация должна:

а) иметь руководителей и специалистов, удовлетворяющих требованиям, для обеспечения выполнения работ в рамках их должностных обязанностей и полномочий, в том числе выявления случаев отступления от требований к качеству работ, от процедур выполнения работ и принятия мер по предупреждению или сокращению таких отступлений;

б) располагать персоналом в количестве, устанавливаемом распорядительными документами специализированной организации и позволяющем обеспечивать выполнение технологических процессов при производстве соответствующих работ;

в) не допускать к производству работ по монтажу (демонтажу), наладке либо ремонту или реконструкции (модернизации) оборудования под давлением лиц, не достигших восемнадцатилетнего возраста, либо лиц, имеющих медицинские противопоказания к выполнению указанных работ;

г) определить процедуры контроля соблюдения технологических процессов;

д) устанавливать ответственность, полномочия и порядок взаимоотношения работников, занятых в управлении, выполнении или проверке выполнения работ.

Технологическая подготовка производства и производственный процесс в специализированной организации должны исключать использование материалов

и изделий, на которые отсутствуют документы, подтверждающие их соответствие и качество (сертификаты, паспорта, формуляры).

При монтаже, ремонте, реконструкции (модернизации) оборудования запрещается использование стальных труб, ранее бывших в употреблении.

9.2.5 Требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- соблюдать требования обоснования безопасности опасного производственного объекта;
- обеспечивать безопасность опытного применения технических устройств на опасном производственном объекте;
- иметь лицензию на осуществление конкретного вида деятельности в области промышленной безопасности, подлежащего лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- уведомлять федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности или его территориальный орган о начале осуществления конкретного вида деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации о защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля;
- обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;
- допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;
- обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности;
- иметь на опасном производственном объекте нормативные правовые акты, устанавливающие требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований и промышленной безопасности;
- создать систему управления промышленной безопасностью и обеспечивать ее функционирование;
- обеспечивать наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами в соответствии с установленными требованиями;
- обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности зданий, сооружений и технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, а также проводить диагностику, испытания, освидетельствование сооружений и технических устройств, применяемых на

опасном производственном объекте, в установленные сроки и по предъявляемому в установленном порядке предписанию федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, или его территориального органа;

- предотвращать проникновение на опасный производственный объект посторонних лиц;

- обеспечивать выполнение требований промышленной безопасности к хранению опасных веществ;

- разрабатывать декларацию промышленной безопасности;

- заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;

- выполнять указания, распоряжения и предписания федерального органа исполнительной власти в области промышленной безопасности, его территориальных органов и должностных лиц, отдаваемые ими в соответствии с полномочиями;

- приостанавливать эксплуатацию опасного производственного объекта самостоятельно или по решению суда в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте, а также в случае обнаружения вновь открывшихся обстоятельств, влияющих на промышленную безопасность;

- осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте, оказывать содействие государственным органам в расследовании причин аварии; принимать участие в техническом расследовании причин аварии на опасном производственном объекте,

- принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных аварий;

- анализировать причины возникновения инцидента на опасном производственном объекте, принимать меры по устранению указанных причин и профилактике подобных инцидентов;

- своевременно информировать в установленном порядке федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности, его территориальные органы, а также иные органы государственной власти, органы местного самоуправления и население об аварии на опасном производственном объекте;

- принимать меры по защите жизни и здоровья работников в случае аварии на опасном производственном объекте;

- вести учет аварий и инцидентов на опасном производственном объекте;

- представлять в федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности, или в его территориальный орган информацию о количестве аварий и инцидентов, причинах их возникновения и принятых мерах.

Работники опасного производственного объекта обязаны:

- соблюдать положения нормативных правовых актов, устанавливающих требования промышленной безопасности, а также правила ведения работ на опасном производственном объекте и порядок действий в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;
- проходить подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности;
- незамедлительно ставить в известность своего непосредственного руководителя или в установленном порядке других должностных лиц об аварии или инциденте на опасном производственном объекте;
- в установленном порядке приостанавливать работу в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;
- в установленном порядке участвовать в проведении работ по локализации аварии на опасном производственном объекте.

За выдачу работнику организации, осуществляющей эксплуатацию опасных производственных объектов, аттестата в области промышленной безопасности уплачивается государственная пошлина в размерах и порядке, которые установлены законодательством Российской Федерации о налогах и сборах.

Специализированная организация должна:

- а) иметь руководителей и специалистов, удовлетворяющих требованиям ФНП, для обеспечения выполнения работ в рамках их должностных обязанностей и полномочий, в том числе выявления случаев отступления от требований к качеству работ, от процедур выполнения работ и принятия мер по предупреждению или сокращению таких отступлений;
- б) располагать персоналом в количестве, устанавливаемом распорядительными документами специализированной организации и позволяющем обеспечивать выполнение технологических процессов при производстве соответствующих работ;
- в) не допускать к производству работ по монтажу (демонтажу), наладке либо ремонту или реконструкции (модернизации) оборудования не достигших восемнадцатилетнего возраста, либо лиц, имеющих медицинские противопоказания к выполнению указанных работ;
- г) определить процедуры контроля соблюдения технологических процессов;
- д) устанавливать ответственность, полномочия и порядок взаимоотношения работников, занятых в управлении, выполнении или проверке выполнения работ.

9.2.6 Требование к персоналу

Работники специализированной организации, должны пройти:

- а) руководители и специалисты - подготовку и аттестацию в области промышленной безопасности и настоящих ФНП в объеме должностных

обязанностей, установленных распорядительными документами специализированной организации;

б) рабочие - проверку знаний в объеме квалификационных требований (в рамках профессионального обучения), а также в объеме требований производственных инструкций и (или) инструкций для данной профессии.

Периодическая аттестация руководителей и специалистов проводится один раз в пять лет.

Проверка знаний требований производственных инструкций и (или) инструкций для данной профессии у рабочих проводится один раз в 12 месяцев.

Внеочередная аттестация руководителей и специалистов и проверка знаний рабочих проводится в случаях, установленных положением об аттестации и положением о проверке знаний.

Сварщики и специалисты сварочного производства, привлекаемые к работам по ремонту, монтажу, реконструкции (модернизации) оборудования под давлением, должны пройти в установленном порядке аттестацию в соответствии с Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства, утвержденными постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 30 октября 1998 года N 63.

Персонал, осуществляющий неразрушающий контроль качества сварных соединений, должен в установленном порядке пройти аттестацию в соответствии с Правилами аттестации персонала в области неразрушающего контроля, утвержденными постановлением Федерального горного и промышленного надзора России от 23 января 2002 года N 3.

Работники должны владеть приемами оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

Работники специализированных организаций, непосредственно выполняющие работы по монтажу (демонтажу), наладке либо ремонту или реконструкции (модернизации) оборудования под давлением в процессе его эксплуатации, должны отвечать следующим требованиям:

а) иметь документы, подтверждающие прохождение в установленном порядке профессионального обучения по соответствующим видам рабочих специальностей, а также иметь выданное в установленном порядке удостоверение о допуске к самостоятельной работе (для рабочих);

б) иметь документы о прохождении в установленном порядке аттестации (для руководителей и специалистов);

в) знать и соблюдать требования технологических документов и инструкций по проведению заявленных работ;

г) знать основные источники опасностей при проведении указанных работ, знать и применять на практике способы защиты от них, а также безопасные методы выполнения работ;

д) знать и уметь применять способы выявления и технологию устранения дефектов в процессе монтажа, ремонта, реконструкции (модернизации);

е) знать и уметь применять для выполнения монтажа (демонтажа), ремонта и реконструкции (модернизации) оборудования такелажные и монтажные

приспособления, грузоподъемные механизмы, стропы, соответствующие по грузоподъемности массам монтируемых (демонтируемых), ремонтируемых и реконструируемых (модернизируемых) элементов;

ж) знать и уметь применять установленный в инструкциях порядок обмена условными сигналами между работником, руководящим монтажом (демонтажом) и остальными работниками, задействованными на монтаже (демонтаже) оборудования;

з) знать и выполнять правила строповки, основные схемы строповки грузов (при выполнении обязанностей стропальщика), а также требования промышленной безопасности при подъеме и перемещении грузов;

и) знать порядок и методы выполнения работ по наладке и регулированию оборудования;

к) уметь применять контрольные средства, приборы, устройства при проверке, наладке и испытаниях.

9.2.7 Требования промышленной безопасности по готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии на опасном производственном объекте

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана:

- планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте;

- заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами или с профессиональными аварийно-спасательными формированиями договоры на обслуживание;

- создавать на опасных производственных объектах Т и II классов опасности, на которых ведутся горные работы, вспомогательные горноспасательные команды в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции, по выработке и реализации государственной политики, нормативно-правовому регулированию в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;

- иметь резервы финансовых средств и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий в соответствии с законодательством Российской Федерации;

- обучать работников действиям в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте;

- создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии и поддерживать указанные системы в пригодном к использованию состоянии.

Планирование мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах I, II и III классов опасности

осуществляется посредством разработки и утверждения планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на таких опасных производственных объектах. Порядок разработки планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах и требования к содержанию этих планов устанавливаются Правительством Российской Федерации.

9.2.8 Требования к организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности и управления промышленной безопасностью

Организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации.

Сведения об организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности представляются в письменной форме либо в форме электронного документа, подписанного усиленной квалифицированной электронной подписью, в федеральные органы исполнительной власти в области промышленной безопасности или их территориальные органы ежегодно до 1 апреля соответствующего календарного года. Требования к форме представления сведений об организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности устанавливаются федеральным органом исполнительной власти в области промышленной безопасности.

Организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты I или II класса опасности, обязаны создать системы управления промышленной безопасностью и обеспечивать их функционирование.

Системы управления промышленной безопасностью обеспечивают:

- определение целей и задач организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, в области промышленной безопасности, информирование общественности о данных целях и задачах;
- идентификацию, анализ и прогнозирование риска аварий на опасных производственных объектах и связанных с такими авариями угроз;
- планирование и реализацию мер по снижению риска аварий на опасных производственных объектах, в том числе при выполнении работ или оказании услуг на опасных производственных объектах сторонними организациями либо индивидуальными предприятиями;
- координацию работ по предупреждению аварий и инцидентов на опасных производственных объектах;
- осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности;
- безопасность опытного применения технических устройств на опасных производственных объектах.

9.2.9 Гидравлическое (пневматическое) испытание

Гидравлическое испытание в целях проверки плотности и прочности оборудования под давлением, а также всех сварных и других соединений проводят:

а) после монтажа (до изготовления) на месте установки оборудования, транспортируемого к месту монтажа (до изготовления) отдельными деталями, элементами или блоками;

б) после реконструкции (модернизации), ремонта оборудования с применением сварки элементов, работающих под давлением;

в) при проведении технических освидетельствований и технического диагностирования в случаях, установленных настоящими ФНП.

Гидравлическое испытание отдельных деталей, элементов или блоков оборудования на месте монтажа (до изготовления) не является обязательным, если они прошли гидравлическое испытание на местах их изготовления или подвергались 100% контролю ультразвуком или иным равноценным неразрушающим методом дефектоскопии.

Допускается проведение гидравлического испытания отдельных и сборных элементов вместе с оборудованием, если в условиях монтажа (до изготовления) проведение их испытания отдельно от оборудования невозможно.

Гидравлическое испытание оборудования и его элементов проводят после всех видов контроля, а также после устранения обнаруженных дефектов.

Сосуды, имеющие защитное покрытие или изоляцию, подвергают гидравлическому испытанию до наложения покрытия или изоляции.

Сосуды, имеющие наружный кожух, подвергают гидравлическому испытанию до установки кожуха.

Допускается эмалированные сосуды подвергать гидравлическому испытанию рабочим давлением после эмалирования.

Минимальное значение пробного давления $P_{пр}$ при гидравлическом испытании паровых и водогрейных котлов (за исключением электрокотлов), автономных пароперегревателей и экономайзеров, а также трубопроводов в пределах котла следует принимать:

а) при рабочем давлении не более 0,5 МПа - 1,5 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа;

б) при рабочем давлении более 0,5 МПа - 1,25 рабочего давления, но не менее, чем рабочее давление плюс 0,3 МПа.

После выдержки под пробным давлением давление снижается до обоснованного расчетом на прочность значения, но не менее рабочего давления, при котором проводят визуальный контроль наружной поверхности оборудования и всех его разъемных и неразъемных соединений.

Оборудование под давлением следует считать выдержавшим гидравлическое испытание, если не будет обнаружено:

а) видимых остаточных деформаций;

- б) трещин или признаков разрыва;
- в) течи, потения в сварных, развальцованных, заклепочных соединениях и в основном металле;
- г) течи в разъемных соединениях;
- д) падения давления по манометру.

В развальцованных и разъемных соединениях котлов, разъемных соединениях трубопроводов и сосудов допускается появление отдельных капель, которые не увеличиваются в размерах при выдержке времени.

После проведения гидравлического испытания необходимо обеспечить удаление воды из испытываемого оборудования.

Оборудование и его элементы, в которых при гидравлическом испытании выявлены дефекты, после их устранения подвергаются повторным гидравлическим испытаниям пробным давлением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Омолонского гидроузла на реке Омолон, являющегося сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % и поверочного 0,1 % равных 6798 и 8934 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 495 МВт и среднеголетняя выработка 1,97 млрд. кВт·ч.

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

- максимальный – 42,1 м;
- расчетный – 34,1 м;
- минимальный – 30,2 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1598,4 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось три варианта ПЛД50-В45° и РО45-В-600 и ПЛ50-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами РО45-В-600.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 83,3 об/мин, был подобран серийный гидрогенератор СВ-1160/180-72 с номинальной активной мощностью 83 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (6 блока, 3 отходящих воздушных линии) КРУЭ 220 кВ – "две рабочие системы шин" По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-120000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-6300/13,8/6 У1 и выбор проводников линий электропередачи.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка здания ГЭС принята приплотинного типа.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,22 (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Омолонского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не

превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

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

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 12 лет;
- себестоимость – 0,49 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 86402,83 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Омолонской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч.1.Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А.Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов - Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал. 2014.-108 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005.114с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Алтайское РДУ (Алтайский Край). [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. 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.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
7. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>
8. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с
9. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
10. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с
11. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
12. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для

практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

13. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.

14. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>

15. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд».- Режим доступа : <http://www.zavod-razryad.ru/>

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

17. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

18. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Трансна» – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru/>

19. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. «Нормы Технологического Проектирования»- Москва 2012-290с.

20. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа : <http://www.ea.spb.ru/>

21. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>

22. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] // ЗАО «Энергомаш» – Режим доступа: <http://www.12v.ru/>

23. Каталог «Терминалы релейной защиты и автоматики» [Электронный ресурс] // ООО НПП «ЭКРА» – Режим доступа: <https://www.ekra.ru/>

24. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - М.: ФГУП ЦПП, 2012.

25. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

26. СП 41.13330.2012 «Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва.

25. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113. ОАО РАО "ЕЭС России" от 31.03.2008 N 155.

26. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042г. – Введ. 16.01.2017 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

27. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.

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

29. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматически. Нормы и правила проектирования. - Введ 01.05.2009 - Москва :АО Кодекс.

30. СТО 17330282.27.140.019-2008 Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования. - Введ 30.07.2008 - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России».

31. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [Электронный ресурс] : приказ Ростехнадзора от 12.11.2013 N 533 ФНП в области промышленной безопасности от 12.11.2013 N 533 ред. от 12.04.2016 // Справочная система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности [Электронный ресурс] : приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 N 116 ФНП в области промышленной безопасности от 25.03.2014 N 116 ред. от 12.12.2017 // Справочная система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. О промышленной безопасности опасных производственных объектов [Электронный ресурс] : федер. закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ ред. от 29.07.2018 // Справочная система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. О подготовке и об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики [Электронный ресурс] : постановление Правительства РФ от 25.10.2019 N 1365 // Справочная система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходный гидрологический ряд

Таблица А.1 – Среднемесячные расходы воды (м³/с) реки Омолон в верхнем бьефе Омолонской ГЭС за период 1946 -1994

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1946	7,0	5,5	5,1	4,8	770	703	838	2178	1308	140	58,5	21,1
1947	18,7	14,0	9,4	9,4	515	6015	3348	1027	416	143	35,1	9,4
1948	9,4	7,0	4,7	4,7	531	926	2506	2120	774	140	60,8	25,7
1949	14,0	9,4	7,0	7,0	227	5523	2552	835	606	171	49,1	21,1
1950	11,7	9,2	7,5	4,4	580	1186	1231	1897	924	253	42,1	14,0
1951	9,4	7,0	4,7	4,7	1275	1902	1553	2136	2204	199	51,5	21,1
1952	14,0	9,4	7,0	5,5	1088	1691	933	1434	606	206	60,8	35,1
1953	15,9	11,0	7,0	4,5	1156	1479	2435	2416	1001	164	56,1	35,1
1954	18,7	11,7	9,4	8,0	1759	5540	2171	1963	2119	159	63,2	39,8
1955	23,9	11,7	10,2	11,7	316	3745	1443	2833	1829	295	67,8	35,1
1956	23,4	18,7	9,4	7,0	115	3254	2159	1834	1266	213	70,2	35,1
1957	16,4	9,4	7,0	6,2	1888	3137	1982	2063	983	321	126,3	65,5
1958	32,8	14,0	9,4	7,0	1289	2576	1500	1383	781	264	107,6	51,5
1959	7,0	4,7	3,8	2,3	2711	3296	1586	1345	487	150	21,1	14,0
1960	11,7	7,0	4,7	2,8	159	3343	2201	1216	725	150	93,6	28,1
1961	18,7	7,0	2,3	2,3	816	2477	2028	2232	714	201	37,4	16,4
1962	9,4	4,7	4,0	2,7	1212	1556	1191	858	297	101	30,4	11,7
1963	18,4	4,7	2,8	2,5	316	2386	1638	1446	685	229	74,9	23,4
1964	9,4	7,0	4,7	3,7	227	2761	2054	1434	770	175	49,1	21,1
1965	7,0	5,3	4,0	2,8	1027	1886	1450	1738	1172	178	65,5	28,1
1966	7,7	5,0	2,8	2,3	269	2620	1308	1355	674	112	42,1	18,7
1967	9,4	4,7	3,3	2,8	337	2550	1993	1333	922	204	44,4	18,7
1968	11,7	7,0	5,7	4,7	828	2807	1780	1766	454	157	63,2	28,1
1969	16,5	11,7	7,0	4,7	145	4164	2131	816	510	278	86,6	37,4
1970	16,4	7,0	4,7	2,3	253	1792	1200	1209	447	80	37,4	16,4
1971	14,7	11,7	7,0	5,4	1486	2339	1593	983	1006	175	65,5	46,8
1972	14,0	4,7	3,7	2,5	384	2339	1193	1088	1591	185	70,2	30,4
1973	12,8	8,3	6,9	4,7	2550	2117	1790	1525	1422	304	53,8	21,1
1974	9,4	6,1	4,7	2,8	2714	3299	1588	1348	489	152	23,4	21,1
1975	14,0	9,4	7,0	4,4	161	3345	2204	927	728	152	95,9	42,1
1976	21,1	14,7	6,0	4,6	819	3120	2031	2234	716	204	39,8	18,7
1977	11,7	8,3	7,1	4,0	1214	1558	1193	743	299	112	32,8	14,0
1978	18,7	11,6	7,6	3,5	802	2330	1039	1138	1235	138	46,8	28,1
1979	14,0	10,1	8,3	5,5	730	1310	844	688	655	199	72,5	53,8
1980	35,1	18,7	11,7	14,0	1932	1688	1441	1170	472	175	46,8	23,4
1981	9,4	4,7	2,3	2,3	1142	2363	1567	1682	2573	168	44,4	25,7
1982	11,7	9,4	4,7	4,7	302	2363	814	688	229	68	21,1	11,7
1983	4,7	2,3	2,3	2,3	767	784	835	2176	1305	138	56,1	18,7
1984	16,4	11,7	7,0	7,0	512	6012	3345	1025	414	140	32,8	7,0
1985	7,0	4,7	3,7	2,3	529	924	2503	2117	805	138	58,5	23,4
1986	11,7	7,3	5,5	4,8	225	5521	2550	842	604	168	46,8	18,7
1987	9,4	7,0	4,7	2,3	578	1184	1228	1234	922	257	37,4	18,7
1988	7,0	4,7	2,3	4,7	1273	1900	1525	2134	2201	197	49,1	18,7
1989	11,7	7,0	4,7	4,7	1086	1689	931	1432	604	204	58,5	32,8
1990	11,9	7,0	4,7	4,7	1153	1476	2433	2119	999	161	53,8	32,8
1991	16,4	9,4	7,0	7,0	1001	5615	2169	1333	990	157	60,8	37,4
1992	21,1	11,7	7,0	9,4	313	3790	1441	2831	1827	292	65,5	32,8
1993	21,1	16,4	7,0	4,7	112	3252	2157	1832	1263	211	67,8	32,8
1994	14,0	9,4	4,7	4,7	1886	3135	1979	2061	980	318	124,0	63,2

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

m	P, %	Годы	QСр.год, м3/с	Годы	QПоловод., м3/с	Годы	QМежень, м3/с
1	2	1954	1155	1954	2710	1957	79
2	4	1947	963	1947	2264	1994	77
3	6	1984	961	1984	2262	1958	69
4	8	1991	950	1991	2222	1995	68
5	10	1992	887	1992	2040	1955	65
6	12	1955	885	1955	2033	1969	63
7	14	1957	884	1957	2011	1992	63
8	16	1994	882	1994	2008	1973	59
9	18	1949	835	1949	1949	1956	54
10	20	1986	834	1986	1949	1979	52
11	22	1973	818	1974	1888	1993	52
12	24	1974	805	1959	1885	1963	51
13	25	1959	802	1973	1881	1950	49
14	27	1981	799	1981	1865	1952	48
15	29	1951	781	1951	1814	1987	48
16	31	1988	776	1988	1807	1971	47
17	33	1976	769	1976	1784	1975	46
18	35	1956	750	1956	1726	1980	46
19	37	1993	748	1993	1723	1989	46
20	39	1953	732	1953	1697	1954	44
21	41	1961	713	1961	1653	1972	44
22	43	1990	705	1990	1636	1976	44
23	45	1969	684	1969	1553	1960	43
24	47	1958	668	1960	1529	1951	42
25	49	1995	666	1968	1527	1953	42
26	51	1960	662	1958	1506	1965	42
27	53	1968	659	1995	1503	1991	42
28	55	1971	644	1971	1481	1961	41
29	57	1975	641	1975	1473	1967	41
30	59	1965	630	1965	1455	1988	41
31	61	1964	626	1964	1449	1949	40
32	63	1967	619	1967	1427	1968	40
33	65	1985	593	1985	1376	1964	39
34	67	1948	592	1948	1371	1990	39
35	69	1980	586	1980	1341	1986	38
37	73	1972	575	1972	1319	1981	37
38	75	1963	569	1978	1309	1948	36
39	76	1978	567	1963	1294	1978	36
40	78	1966	535	1966	1245	1946	35
41	80	1950	513	1983	1173	1947	34
42	82	1952	508	1950	1164	1985	34
43	84	1983	508	1946	1159	1983	32
44	86	1989	505	1952	1150	1984	32
45	88	1946	503	1989	1148	1974	31
46	90	1987	457	1987	1029	1959	29
47	92	1962	440	1962	1023	1966	27
48	94	1977	433	1977	1001	1977	27
49	96	1970	422	1970	980	1962	23
50	98	1979	383	1982	879	1970	23

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Суточные графики нагрузки

№ часа	Зима	Лето
	P_t^3 , МВт	$P_t^л$, МВт
1	1194	774
2	1120	742
3	1096	718
4	1042	692
5	1096	688
6	1120	691
7	1186	711
8	1326	804
9	1543	911
10	1740	1022
11	1713	1000
12	1660	1005
13	1580	965
14	1618	984
15	1688	1005
16	1647	1041
17	1632	947
18	1766	979
19	1800	965
20	1754	947
21	1694	912
22	1706	957
23	1561	937
24	1500	900

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Водно - энергетические расчеты режима работы, проектируемой ГЭС в маловодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Месяц	Qбыг.п	Qфиль.	Qвдхр	Qхл.сб	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн, м	Zк, м	Zсред	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	Эмлн кВт·ч
X	83	23	3	10	0	200	0	0	190	200	72,47	0,06	72,41	280,00	279,95	280,0	207,1	1,8
XI	51	75	20	10	0	200	0	0	190	200	72,41	0,19	72,22	279,95	279,78	279,9	207,1	4,2
XII	58	0	19	10	0	100	0	0	129	139	72,22	0,00	72,22	279,78	279,78	279,8	206,9	5,9
I	9	0	0	10	0	50	-9	0	71	81	72,22	0,00	72,22	279,78	279,78	279,8	206,8	5,9
II	7	541	0	10	0	50	-9	0	605	615	72,22	1,45	70,77	279,78	278,53	279,2	208,3	4,2
III	2	562	0	10	0	50	-9	0	617	627	70,77	1,51	69,26	278,53	277,23	277,9	208,3	1,5
IV	-14	0	0	10	0	40	-5	0	49	59	69,26	0,00	69,26	277,23	277,23	277,2	206,6	1,5
V	1032	-5	0	10	0	40	-4	0	40	50	69,26	-0,01	69,28	277,23	277,25	277,2	206,5	3,0
VI	1493	29	0	10	0	100	4	0	90	100	69,28	0,08	69,20	277,25	277,18	277,2	206,9	3,2
VII	1061	-1074	37	10	0	300	0	0	290	300	69,20	-2,88	72,08	277,18	279,66	278,4	207,4	3,4
VIII	829	-140	9	10	0	300	0	0	290	300	72,08	-0,36	72,44	279,66	279,97	279,8	207,4	3,5
IX	470	-11	1	10	0	300	0	0	290	300	72,44	-0,03	72,47	279,97	280,00	280,0	207,4	3,6

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Водно - энергетические расчеты режима работы проектируемой ГЭС в средневодном году

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Месяц	Qбыт.п	Qфиль.	Qвдхр	Qхл.сб	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн, м	Zк, м	Zсред	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	Эмлн кВт·ч
X	132	1	67	0	199	200	200	14,4	0,17	14,23	377,00	376,85	376,92	333,85	43,07	75	по вхк	1810
XI	115	1	360	0	475	476	200	14,23	0,93	13,29	376,85	375,99	376,42	334,86	41,56	174	174	4170
XII	74	1	633	0	707	708	200	13,29	1,64	11,65	375,99	374,42	375,21	335,57	39,64	247	247	5919
I	9	1	732	0	741	742	200	11,65	1,90	9,76	374,42	372,60	373,51	335,66	37,85	247	247	5923
II	8	1	600	0	608	609	200	9,76	1,56	8,20	372,60	370,90	371,75	335,28	36,47	195	174	4683
III	4	1	250	0	254	255	200	8,20	0,65	7,55	370,90	370,03	370,47	334,07	36,40	81	по вхк	1953
IV	-11	1	248	0	237	238	200	7,55	0,64	6,91	370,03	369,03	369,53	334,00	35,53	74	по вхк	1778
V	1032	1	-714	0	318	319	400	6,91	-1,85	8,76	369,03	371,56	370,29	334,31	35,98	101	по вхк	2417
VI	2980	1	-1420	0	1560	1561	400	8,76	-3,68	12,44	371,56	375,18	373,37	337,48	35,89	493	по вхк	11825
VII	1871	1	-410	0	1461	1462	400	12,44	-1,06	13,50	375,18	376,19	375,68	337,29	38,39	494	по вхк	11846
VIII	1187	1	-330	0	857	858	400	13,50	-0,86	14,36	376,19	376,96	376,58	335,97	40,61	306	по вхк	7350
IX	698	1	-16	0	682	683	400	14,36	-0,04	14,40	376,96	377,00	376,98	335,49	41,48	249	по вхк	5975

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

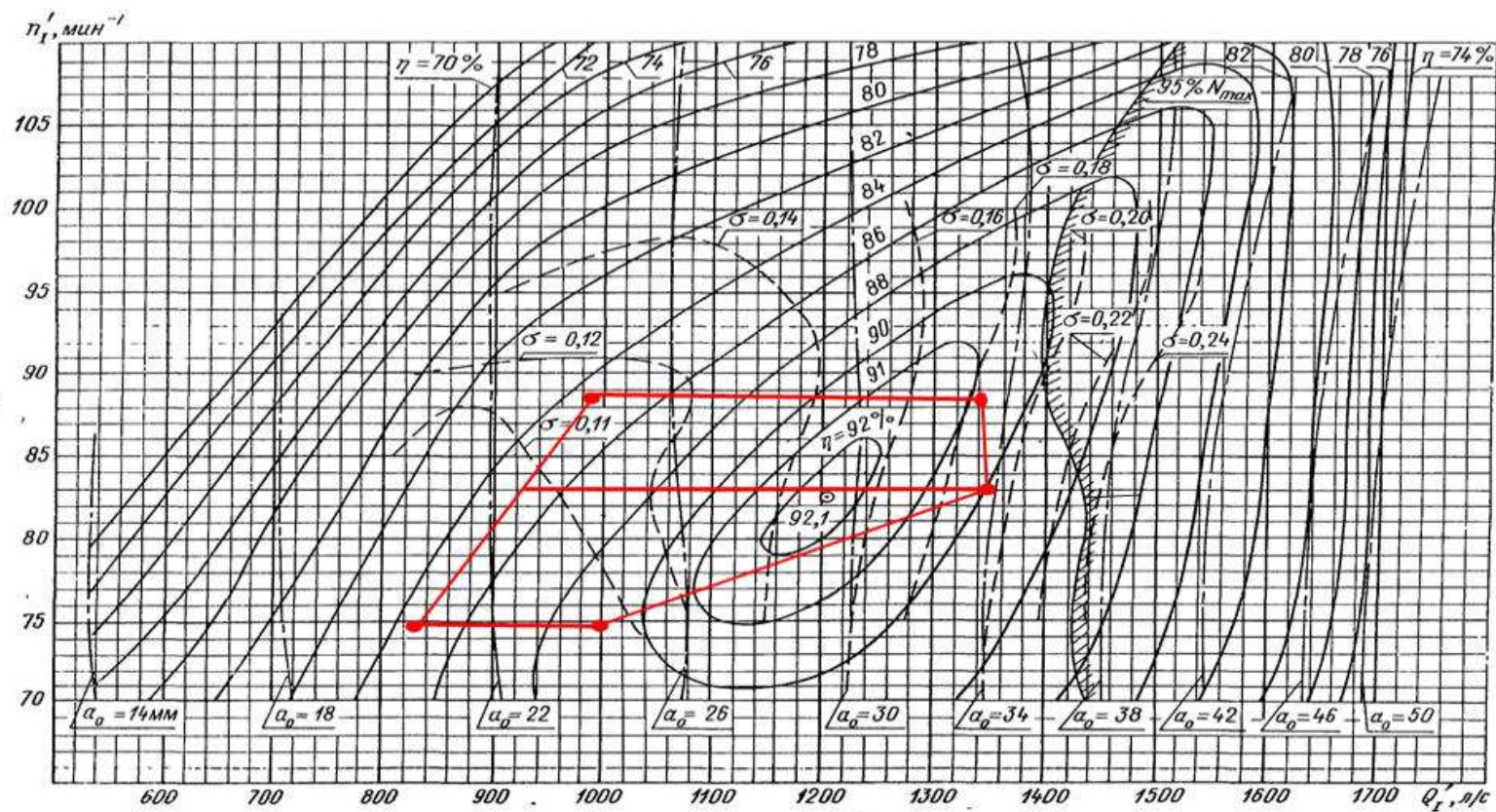


Рисунок В 1 – Зона работы PO45 В

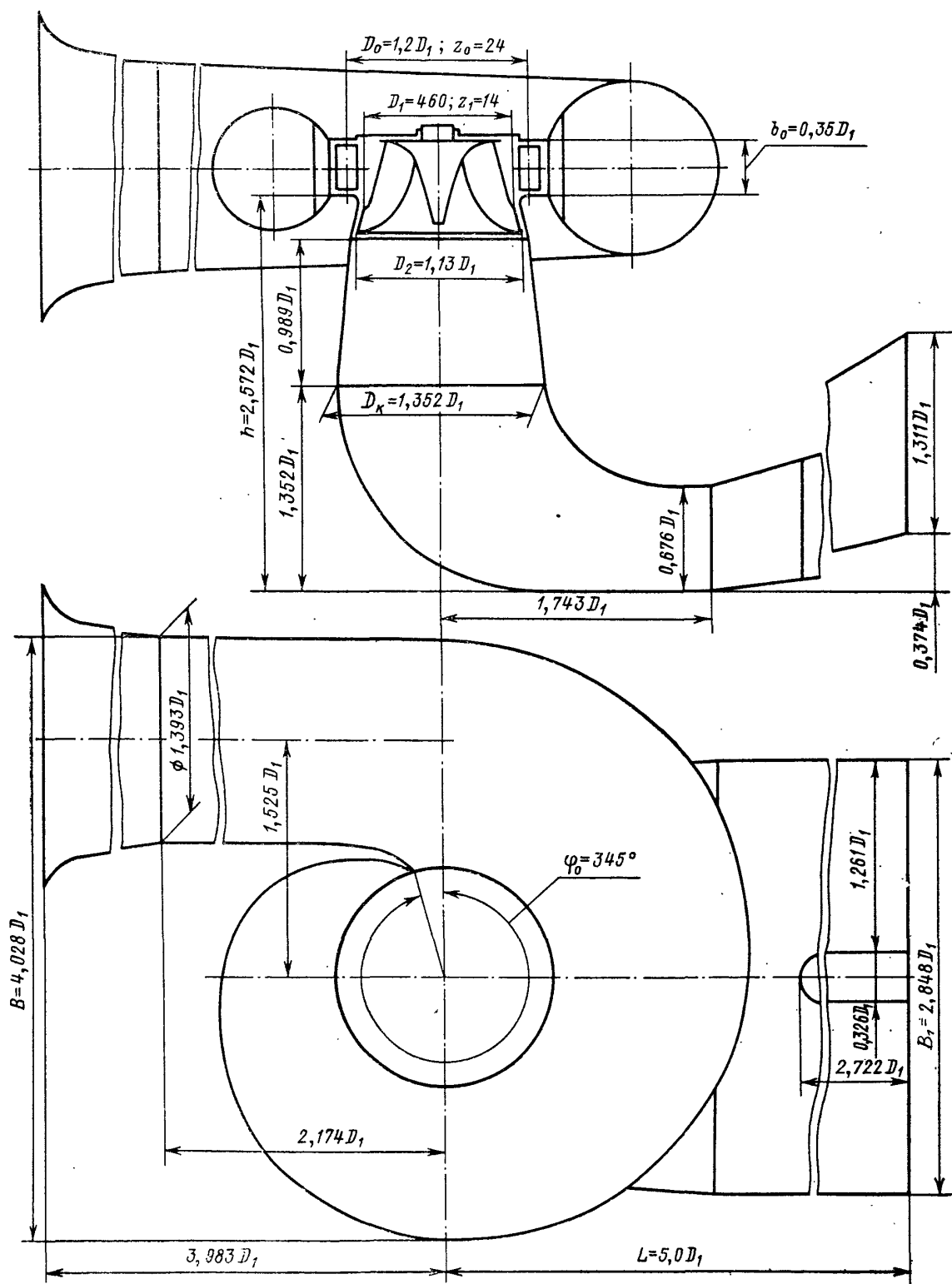


Рисунок В.2 – Проточная часть модели гидротурбины РО45-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Устройства РЗА

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,2 \cdot I_H$	1,08 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,7 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	8,1 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,1	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2CИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,38 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,8 А
		ОТС I	$I_{2C.з.}$	$0,22 \cdot I_H$	1,18 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{CИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,78 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,95 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	8,28 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,09	0,96 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,26	2,67 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p CИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	2,46 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	2,53 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,25 \cdot I_{НОМ.P}$	5,16 А

Продолжение приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс РЗА	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Отключение МПВ 220 кВ	Предупредительный	
Защиты										
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+					
ЗЗГ	U_0	t_1							+	
		t_2	+	+	+					
	U_0	t	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+						
		2 ступень t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	t_1						+	
			t_2					+		
t_3	+		+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t_1						+	
			t_2					+		
t_3	+		+							
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+			
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1						+	
			t_2					+		
		t_3	+	+						
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО							+	
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись инициалы, фамилия

« 02 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОМОЛОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОМОЛОН.
ОПАСНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ В СОСТАВЕ
ОБОРУДОВАНИЯ ГЭС**

Руководитель


подпись, дата

Заведующий кафедрой ГГЭЭС

А.А. Ачитаев

инициалы, фамилия

Выпускник

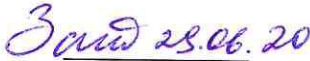



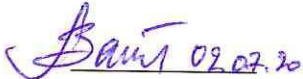



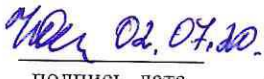

подпись, дата

Ю.П. Шейко

инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа ВКР по теме «Проектирование Омолонской ГЭС на реке Омолон. Опасные производственные объекты в составе оборудования ГЭС».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	 подпись, дата	<u>Е.Ю. Затеева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	 подпись, дата	<u>А.А. Ачитаев</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	 подпись, дата	<u>А.В. Широков</u> инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	 подпись, дата	<u>В.Б. Затеев</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность.	 подпись, дата	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Охрана окружающей среды	 подпись, дата	<u>В.А. Кадычegov</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	<u>В.В. Лапасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	<u>А.А. Чабанова</u> инициалы, фамилия