

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал СФУ
институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем
и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ _____
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

Проектирование Катуньской ГЭС на реке Катунь. Виды заземления нейтрали
тема
сетей среднего напряжения 6-35 кВ. Защита от замыканий на землю в сетях
собственных нужд ГЭС

Руководитель

подпись, дата

должность, ученая степень

инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

инициалы, фамилия

Саяногорск, 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Катуньской ГЭС на реке Катунь. Виды заземления нейтрали сетей среднего напряжения 6-35 кВ. Защита от замыканий на землю в сетях собственных нужд ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

МП электрические защиты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Мероприятия по охране труда,
пожарной безопасности, охране
окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтроллер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КАТУНЬСКОЙ ГЭС	6
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климатические данные	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия	10
1.2 Энерго-экономическая характеристика региона	11
2 Водно-энергетические расчеты	17
2.1 Регулирование стока реки	17
2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности	17
2.1.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет	20
2.2 Выбор установленной мощности	21
2.2.1 Выбор рабочей мощности. Первая итерация	21
2.2.2 Расчет мощности резервов	24
2.2.3 Выбор рабочей мощности. Вторая итерация	26
2.2.4 Выбор дублирующей мощности	28
2.3 Баланс мощности и энергии	30
3 Основное и вспомогательное оборудование	32
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов	32
3.2 Гидротурбины и их проточная часть	36
3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса	36
3.2.2 Расчет металлической спиральной камеры	38
3.2.3 Выбор маслonaпорной установки и системы автоматического управления гидротурбины	42
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	43
3.4 Подъемно-транспортное оборудование	43
4 Электрическая часть	44
4.1 Исходные данные для проектирования электрической части	44
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений	44
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы	45
4.3.1 Выбор синхронных генераторов	45
4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками	46
4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным и укрупненным блоками	47
4.3.4 Выбор трансформатора собственных нужд	48
4.4 Выбор числа отходящих воздушных линий и марки их проводов	48
4.5 Выбор главной схемы	50
4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	51
4.7 Расчет токов коротких замыканий	52
4.8 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов	52

4.9	Выбор оборудования на генераторном напряжении	53
4.10	Выбор электротехнического оборудования гидрогенератора	53
4.11	Выбор оборудования открытого распределительного устройства	55
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора	56
5.1	Состав защит блока	56
5.2	Расчет номинальных первичных и вторичных токов	56
5.3	Описание и расчет уставок микропроцессорных электрических защит ...	57
5.3.1	Продольная дифференциальная защита обмотки статора ГГ	57
5.3.2	Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора	59
5.3.3	Защита от повышения напряжения	62
5.3.4	Защита обратной последовательности	62
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок гидрогенератора.....	66
5.3.6	Дистанционная защита гидрогенератора	68
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	71
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	72
6	Компоновка и сооружения гидроузла	73
6.1	Состав и компоновка сооружений гидроузла	73
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	73
6.2.1	Определение отметки гребня плотины	73
6.2.2	Гидравлические расчеты	75
6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	75
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	76
6.2.2.3	Построение профиля водосливной грани	76
6.2.2.4	Гашение энергии способом свободного отброса струи	78
6.2.2.5	Сброс полезного объема водохранилища	80
6.3	Конструирование плотины	80
6.4	Конструирование элементов подземного контура плотины	81
6.5	Фильтрационные расчеты подземного контура.....	81
6.6	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	82
6.6.1	Определение основных нагрузок на плотину	82
6.6.1.2	Сила гидростатического давления воды	82
6.6.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	83
6.6.1.4	Сила фильтрационного давления	83
6.6.1.5	Давление грунта	83
6.6.1.6	Волновое давление	84
6.6.2	Оценка прочности плотины	84
6.6.3	Критерии прочности плотины и ее основания	86
6.6.4	Обоснование устойчивости плотины	86
7	Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды.....	88
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	88
7.2	Охрана труда.....	90
7.2.1	Общие положения	90
7.2.2	Требования к персоналу.....	91
7.3	Пожарная безопасность.....	92
7.3.1	Общие требования пожарной безопасности	92

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения.....	94
7.3.3 Пожарная безопасность аккумуляторных установок	95
7.4 Мероприятия по охране окружающей среды.....	96
7.4.1 Общие сведения о районе строительства.....	96
7.4.2 Охрана окружающей среды в период строительства	97
7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	98
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве	100
7.4.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации	101
8 Технико-экономические показатели	103
8.1 Производство электроэнергии и расходы в период эксплуатации	103
8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	103
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	103
8.1.3 Налоговые расходы	106
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	107
8.3 Анализ денежных потоков	108
8.4 Оценка инвестиционного проекта	108
8.4.1 Методология, исходные данные.....	109
8.4.2 Коммерческая эффективность	109
8.4.3 Бюджетная эффективность	110
8.5 Анализ чувствительности проекта	110
9 Виды заземления нейтрали сетей среднего напряжения 6-35 кВ. Защита от замыканий на землю в сетях собственных нужд ГЭС	113
9.1 Виды заземления нейтралей сетей среднего напряжения 6-35 кВ	113
9.1.1 Режим изолированной нейтрали сети	114
9.1.2 Режим заземления нейтрали сети через дугогасящий реактор	116
9.1.3 Режим заземления нейтрали сети через резистор	117
9.2 Защита от замыканий на землю в сетях собственных нужд ГЭС	119
9.3 Итоги	124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	126
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	127
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	128
Приложения А – Е.....	130-148

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КАТУНЬСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС Катуньская ГЭС
2. Местонахождение ГЭС (край, область) Республика Алтай
3. Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 509 м³/с;
 - б) всех турбин 606 м³/с;
 - в) максимальный, обеспеченностью 0,1% 3285 м³/с;
 - г) минимальный 144 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока суточное ;
 - б) отметки: НПУ 482,00 м ; УМО 481,46 м ;
 - в) объемы: полный 0,1355 км³ ; полезный 0,0829 км³ ;
 - г) площадь водохранилища 5,4 км².
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 35,18 м; б) расчетный 33,76 м;
 - в) минимальный 32,70 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность: установленная 200 МВт; гарантированная 95 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,01 млрд. кВт·ч;
 - в) число часов использования установленной мощности 5066,5 ч.
8. Плотины:
 - а) русловая: тип гравитационная , материал бетон ;
 - б) правобережная: тип гравитационная , материал бетон ;
 - в) левобережная: тип гравитационная , материал бетон ;
 - г) общая длина 496,60 м, максимальная высота 40,2 м;
общий объем тела 0,204 млн. м³.
9. Водосбросные сооружения:
 - а) тип поверхностный безвакуумный водослив ;
 - б) число и размеры пролетов 5 пролетов 16 x7 м ;
 - в) толщина переливающегося слоя 6,64 м ;
 - г) общая длина 95 м; максимальная высота 29 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное , число агрегатов 3 ;
 - б) грунты в основании кремнисто-глинистые сланцы, кремни ;
 - в) тип спиральной камеры круглая металлическая ;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая ;
 - д) расстояние между осями агрегатов 19 м ;
 - е) размеры: общая длина 84 м, ширина 44 м.
- 11) Основное оборудование:
 - а) тип турбин ПЛД50-В60° , их диаметр 5,3 м;
 - б) тип генераторов СВ-850/190-48 , их мощность 72,5 МВт;
 - в) частота вращения 125 об/мин;
 - г) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220 , их количество 3 .

12) Техничко-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 66300 руб/кВт;
б) себестоимость энергии 81 коп/кВт·ч;
в) период окупаемости 11,5 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Строительство Катуньской ГЭС обеспечит энергосистему Республики Алтай высокоманевренными генерирующими мощностями, что позволит снизить величину перетоков из соседних регионов. Для более полного использования гидроэнергетического потенциала Катунь предполагается возведение каскада ГЭС. Катуньская ГЭС будет являться средней ступенью каскада.

В силу сильной неравномерности стока Катунь необходимо предусмотреть установку дублирующей мощности на Катуньской ГЭС для более полного освоения энергетического потенциала реки.

Для эффективного использования водохранилища требуется подобрать основное оборудование, позволяющее работать ГЭС в большом диапазоне напоров и расходов.

Так как Катуньская ГЭС будет являться единственной ГЭС в республике, а, следовательно, и единственным высокоманевренным источником электроэнергии электрическая схема станции должна обеспечивать высокую надежность работы ГЭС на рынке электроэнергии и мощности.

Гидротехнические сооружения Катуньской ГЭС должны обеспечивать безопасную эксплуатацию электростанции во всех расчетных режимах, определяемых с учетом класса ГТС Катуньской ГЭС.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические данные

Климат региона, в котором планируется возведение Катуньской гидроэлектростанции (ГЭС) влажный, континентальный, с коротким жарким летом и длительной, морозной зимой. Среднегодовая температура воздуха в долинах составляет 0...+5 °С, что является самой высокой температурой для Сибири. Сравнительно невысокая амплитуда колебания температуры в течение года (30°), является благоприятным фактором при выборе места строительства ГЭС. Изменение осадков в засушливые и дождливые месяцы составляет 63 мм. Изменение температуры в течение года составляет около 34.2 °С.

Значение амплитуды учитывается при проектировании и строительстве гидроузла (ГУ), так как значительные колебания температуры в течение года приводят к деформациям тела плотины, снижению прочности грунта в основании, изменению фильтрационных характеристик грунта.

Средние многолетние данные о изменении температур в течение года и норма осадков в районе створа представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики и норма осадков

Месяцы	Температура, °С			Норма осадков, мм
	средняя	минимальная	максимальная	
I	-14,2	-19,1	-9,2	12
II	-13,4	-19,1	-7,6	11
III	-5,9	-11,7	-0,1	12
IV	4,5	-1,5	10,6	26
V	12,6	5,8	19,5	55
VI	18,1	11,5	24,8	62
VII	20,0	13,6	26,5	74
VIII	17,5	11,1	24,0	65
IX	12,1	5,6	18,6	45
X	3,8	-1,2	8,8	36
XI	-5,9	-10,2	-1,5	21
XII	-12,6	-17,1	-8,0	18

1.1.2 Гидрологические данные

Катунь, на территории республики, обладает наиболее мощным гидроэнергетическим потенциалом, составляющим 31 млрд. кВт·ч в год. Это самая мощная из рек, протекающих в Горном Алтае. Река характеризуется неравномерным стоком в течение года. Маловодными месяцами являются

декабрь, январь февраль и март. Пик приходится на июнь, июль и август. Это связано с тем, что питания реки преимущественно ледниковое (77%). Создание водохранилища позволит зарегулировать реку и скомпенсировать неравномерность стока. Площадь водосборного бассейна составляет 60 900 км². Ширина реки достигает 70 м, глубина 7 м.

В бассейне реки насчитывается более 800 ледников общей площадью 625 тыс. км², поэтому ледниковое питание играет существенную роль. Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется продолжительным половодьем в весенне-летний и летне-осенний периоды и очень малым стоком в зимний период. Замерзает в верховьях в декабре, в низовьях — в конце ноября, вскрывается в первой половине апреля

Для выполнения водохозяйственных и водно-энергетических расчетов, а также для расчетов водосливного фронта ГУ в приложении А, таблица А.1 приводится гидрологический ряд Катуни в районе выбранного створа со среднемесячными расходами.

Средний многолетний расход $\bar{Q}_{\text{много}}$ Катуни вычисляется, как отношение суммы среднегодовых расходов к числу лет наблюдения:

$$\bar{Q}_{\text{много}} = \frac{\sum \bar{Q}_{\text{год},i}}{n} = \frac{31281}{50} = 626 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{много}}$ – средний многолетний расход Катуни, м³/с;
 $\bar{Q}_{\text{год},i}$ – средний годовой расход Катуни в i-й год, м³/с;
 n – число лет наблюдения.

Норма стока Катуни в рассматриваемом створе:

$$\bar{W}_{\text{много}} = \bar{Q}_{\text{много}} \cdot t = 626 \cdot 31536000 \cdot 10^{-9} = 19,74 \text{ км}^3, \quad (1.2)$$

где $\bar{W}_{\text{много}}$ – средний многолетний сток Катуни, км³;
 $\bar{Q}_{\text{много}}$ – средний многолетний расход Катуни, м³/с;
 t – число секунд в году, с.

Согласно методике расчета кривых обеспеченности среднемноголетних, средних максимальных и средних минимальных расходов, изложенной в [1], рассчитываются теоретические кривые обеспеченности. Данные для построения кривых обеспеченности приведены в приложении А, таблицы А.2 – А.4.

Для выбранного створа согласно методике, изложенной в [2], строятся кривые связи для верхнего и нижнего бьефов. Данные для построения кривых связи приведены в приложении А, таблицы А.5 – А.6.

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Регион расположен в сейсмической зоне (в соответствии со СНиП II-7-81*). Интенсивность землетрясений в данном районе может достигать 8 баллов. Из этого следует, что предпочтительнее будет строительство бетонной плотины,

арочного или арочно-гравитационного типа. При этом относительно высокая сейсмичность района не является достаточным условием для отказа от строительства плотины, а только накладывает ограничения на ее габариты.

Геологическое строение долины реки очень разнообразно. Доминируют сланцы, граниты, известняки, мраморизованные известняки. Для всех вышеперечисленных грунтов значение коэффициента фильтрации находится в пределах от 10^{-4} до 10^{-9} , что является самым низким показателем, из возможных, для естественных грунтов.

1.2 Энерго-экономическая характеристика региона

Катунская ГЭС будет входить в Объединенную энергетическую систему (ОЭС) Сибири, в Новосибирское региональное диспетчерское управление (РДУ), куда входят следующие крупные теплоэлектроцентрали (ТЭЦ): Бийская ТЭЦ 1 (532 МВт), Барнаульские ТЭЦ (20,2 МВт, 275 МВт, 445 МВт), Кузнецкая ТЭЦ (108 МВт), а также ряд других, менее мощных.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемами Урала, Востока, Казахстана, Монголии и Китая и является одним из самых крупных энергообъединений единой энергетической системы (ЕЭС) России. Нормальный режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС России достигается за счет перетоков мощности в размере до 2 млн кВт по транзиту Сибирь — Урал — Центр. Это обеспечивает компенсацию годовой неравномерности энергоотдачи гидроэлектростанций за счет резервов единой энергосистемы, а также делает возможным использование регулировочного диапазона гидроэлектростанций ОЭС Сибири для регулирования нагрузки в ЕЭС России.

Ближайшая подстанция расположена в городе Бийске. Это подстанция 220 КВ. Город находится на расстоянии 200 км от предполагаемого места размещения ГЭС. Река судоходна от устья до села Шульгинка, которое находится значительно ниже выбранного места строительства. По долине Катунь на значительном протяжении идет Чуйский тракт, являющийся дорогой федерального значения, створ находится на расстоянии примерно 65 км восточнее от него. В 25 км ниже по течению реки, от места строительства расположен город Чемал, к которому подходит Чемальский тракт, входящий в Чуйский тракт, являющийся федеральной трассой. От Чемала до строительной площадки проходит грунтовая двухполосная дорога.

Республика Алтай, расположена на стыке четырех государств (Китай, России, Казахстана и Монголии), что позволяет ей стать уникальным трансграничным коридором по перемещению грузов и пассажиров. В настоящее время приняты решения по реконструкции и строительству дорог, расширению приграничных пунктов пропуска в республике. Через регион пройдет газопровод «Сила Сибири - 2» из Западной Сибири в Китай.

В целях обеспечения социально-экономического развития Республики Алтай необходимыми энергетическими мощностями в регионе необходима разработка проектов по созданию дополнительных генерирующих источников электроэнергии. Одно из направлений решения данной проблемы – освоение

гидроэнергетического потенциала рек Алтая, так как гидроэнергетика позволяет получать экологически чистую энергию, что очень важно, для данного региона.

Катунская ГЭС на момент проведения расчетов находилась на территории Алтайского РДУ. 30 июня 2017 года функции оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории Алтайского края и Республики Алтай переданы экстерриториально укрупненному Филиалу АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ. Графики нагрузки получены для Алтайского РДУ до объединения.

Суточные графики нагрузки для зимнего и летнего периода получим путем масштабирования суточных графиков нагрузки ОДУ Сибири. Коэффициент масштабирования получим как отношение годовой выработки ОДУ Сибири к годовой выработке Алтайского РДУ. Годовая выработка ОДУ Сибири за 2016 год составила 202657,86 млн кВт·ч, а выработка Алтайского РДУ составила 7380,71 млн кВт·ч. Получим коэффициент масштабирования графиков:

$$K = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{202657,86}{7380,71} = 27,46, \quad (1.3)$$

где K – коэффициент масштабирования графиков нагрузки, о.е.;

$\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}$ – годовая выработки ОДУ Сибири, млн кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{РДУ}}$ – годовая выработка Алтайского РДУ, млн кВт·ч.

Далее произведем масштабирование типовых суточных графиков ОДУ Сибири. Для полученных графиков, в соответствии с методикой изложенной в [3, с. 24-26] строятся интегральные кривые нагрузки (ИКН). Типовые суточные графики нагрузки для летнего и зимнего периодов представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

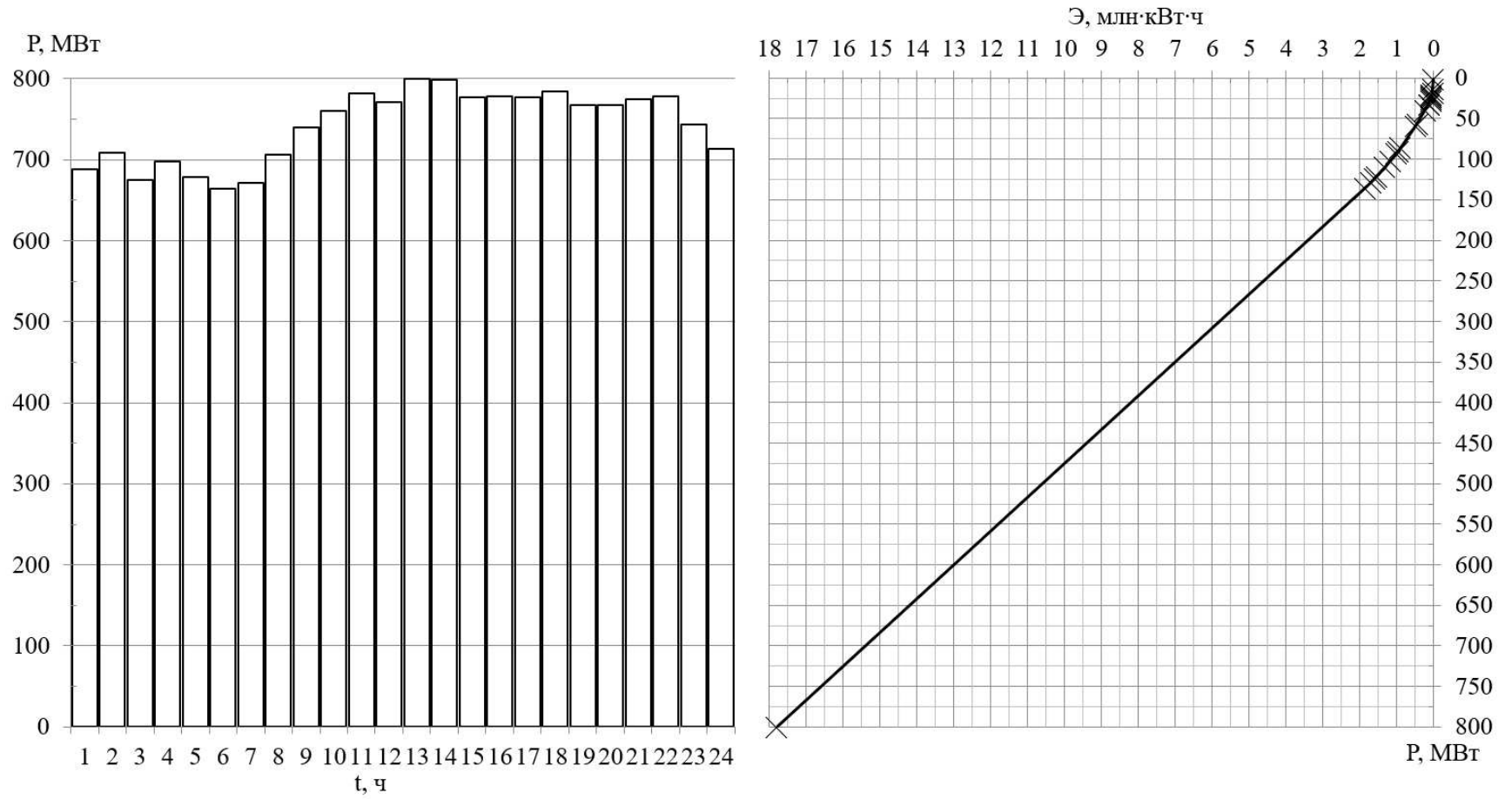


Рисунок 1.1 – Типовой суточный график нагрузки и ИКН Алтайского РДУ за летний период

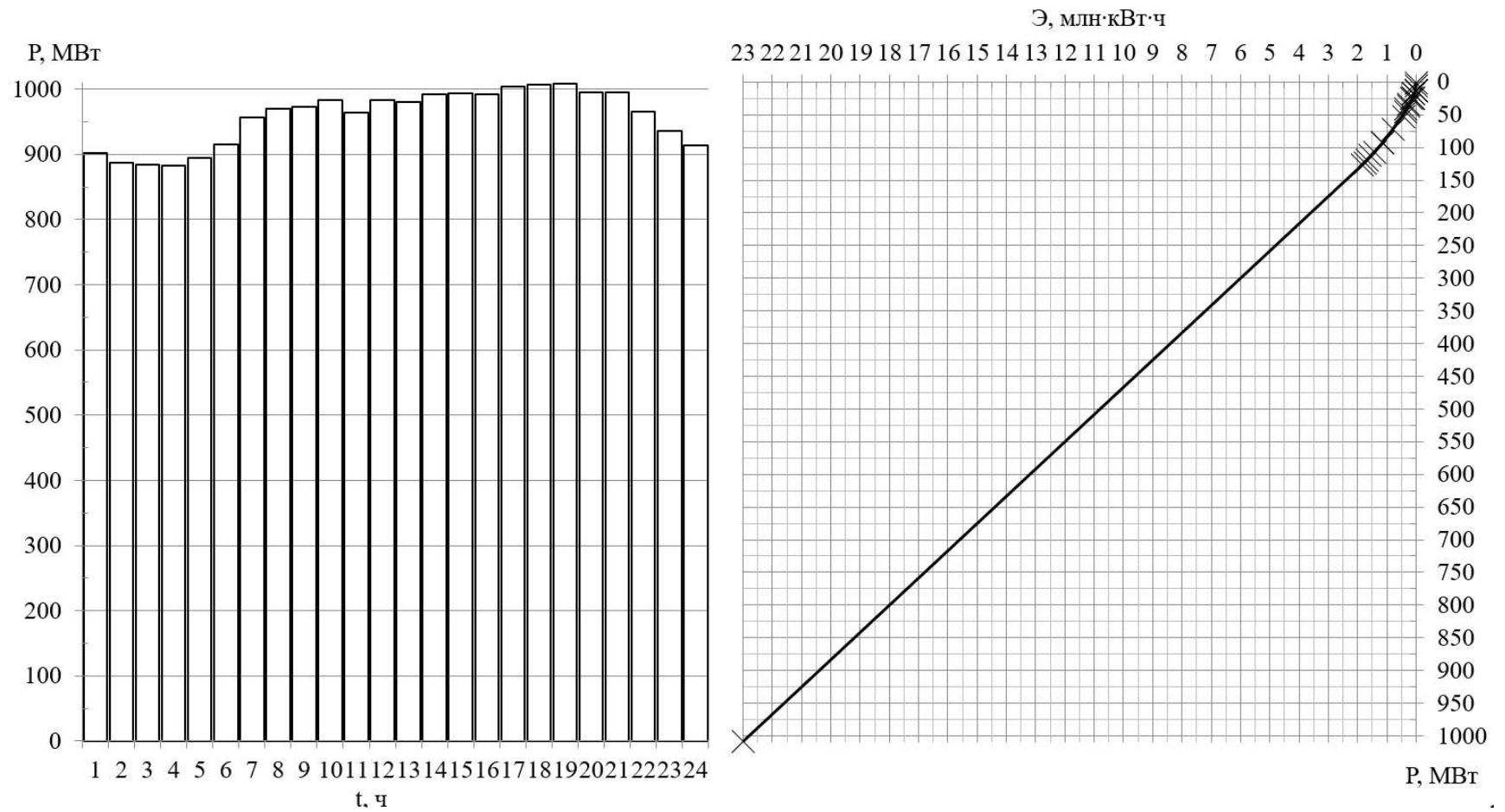


Рисунок 1.2 – Типовой суточный график нагрузки и ИКН Алтайского РДУ за зимний период

Далее строятся графики максимальных и среднемесячных нагрузок РДУ. Расчет значений максимальной мощности для каждого месяца производится по формуле (1.4).

$$P_t^{max} = a_{max} + b_{max} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ) \quad (1.4)$$

Коэффициент a_{max} рассчитаем по формуле (1.5), b_{max} по формуле (1.6).

$$a_{max} = \frac{P_{max}^3 + P_{max}^l}{2} = \frac{1008 + 800}{2} = 904 \text{ МВт} \quad (1.5)$$

$$b_{max} = \frac{P_{max}^3 - P_{max}^l}{2} = \frac{1008 - 800}{2} = 104 \text{ МВт} \quad (1.6)$$

Расчет значений средней мощности для каждого месяца будем производить по формуле (1.7).

$$\bar{P}_t = \bar{a} + \bar{b} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ) \quad (1.7)$$

Коэффициент \bar{a} рассчитаем по формуле (1.8), \bar{b} по формуле (1.9).

$$\bar{a} = \frac{\bar{P}_{сут}^3 + \bar{P}_{сут}^l}{2} = \frac{958 + 742}{2} = 850 \text{ МВт} \quad (1.8)$$

$$\bar{b} = \frac{\bar{P}_{сут}^3 - \bar{P}_{сут}^l}{2} = \frac{958 - 742}{2} = 108 \text{ МВт} \quad (1.9)$$

Результаты расчетов внесем в таблицу 2. По результатам расчетов построены графики максимальных и среднемесячных нагрузок РДУ, показанные на рисунках 1.3 и 1.4 соответственно.

Таблица 2 – Расчет значений максимальной и средней мощности нагрузки РДУ

t , мес	α , рад	\cos	P_t^{max} , МВт	\bar{P}_t , МВт
1	0,2617	0,9660	1004	954
2	0,7850	0,7074	978	926
3	1,3083	0,2595	931	878
4	1,8317	-0,2579	877	822
5	2,3550	-0,7063	831	774
6	2,8783	-0,9655	804	746
7	3,4017	-0,9664	803	746
8	3,9250	-0,7085	830	773
9	4,4483	-0,2610	877	822
10	4,9717	0,2564	931	878
11	5,4950	0,7051	977	926
12	6,0183	0,9651	1004	954

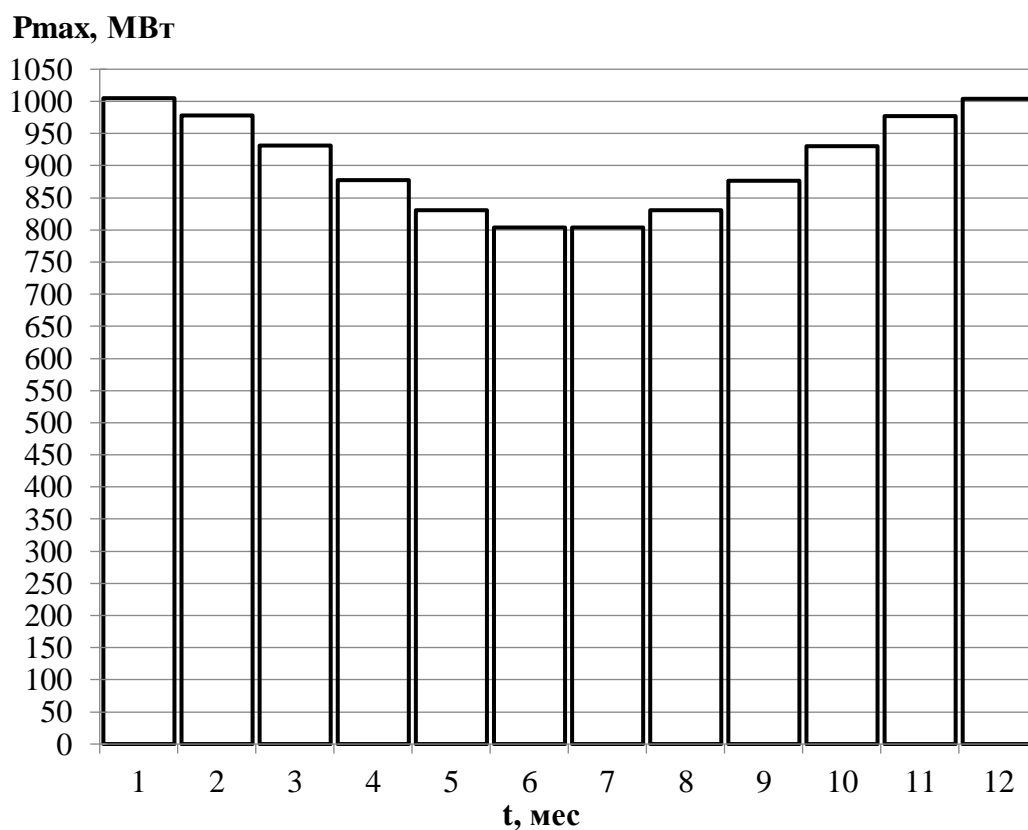


Рисунок 1.3 – График максимальных нагрузок в Алтайском РДУ

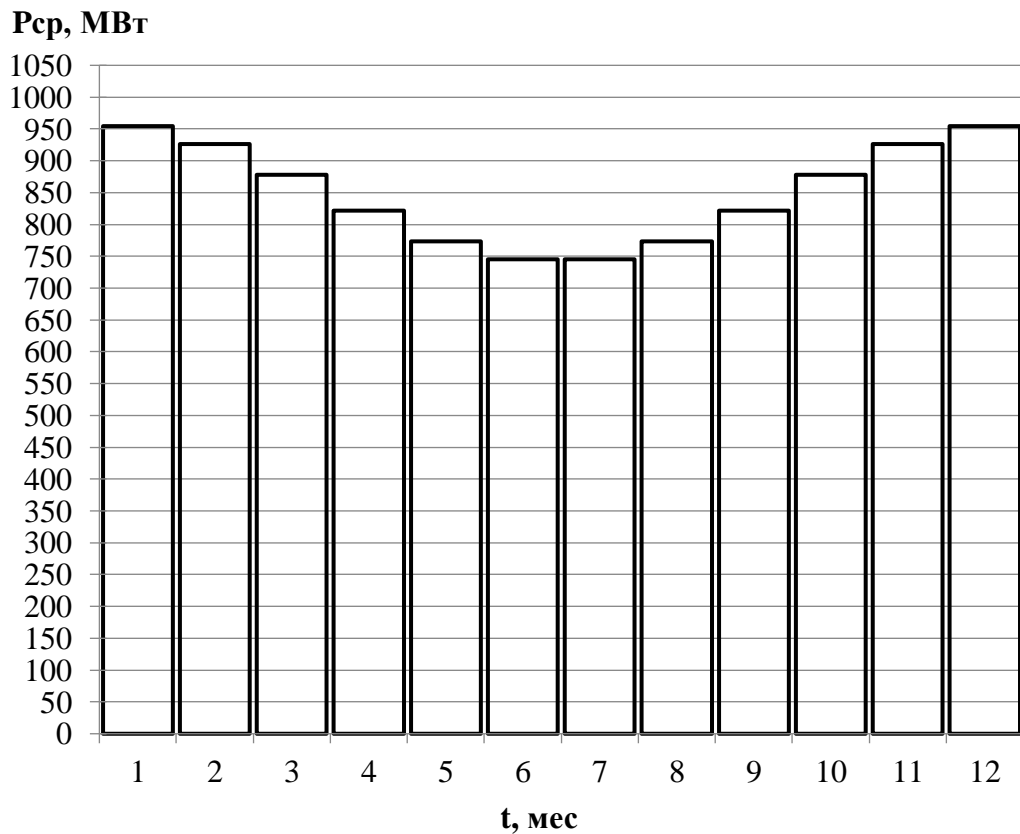


Рисунок 1.4 – График средних нагрузок в Алтайском РДУ

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока реки

2.1.1 Построение эмпирических кривых обеспеченности

Для построения эмпирических кривых обеспеченности вычисляются среднегодовой $\bar{Q}_{\text{Год}}$, среднемеженный $\bar{Q}_{\text{МЕЖ}}$ и среднеполоводный $\bar{Q}_{\text{ПОЛ}}$ расходы для каждого года из гидрологического ряда (А, таблица А.1). Далее полученные расходы ранжируются по убыванию и для каждого рассчитывается обеспеченность по формуле 2.1.

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

где P – расчетная обеспеченность, %;

m – порядковый номер члена ряда, ранжированного по убыванию;

n – число членов ряда.

Результат расчета сводится в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет эмпирических кривых обеспеченности среднегодового, среднемеженного и среднеполоводного расходов

m	P, %	$\bar{Q}_{\text{Год}}$, м ³ /с	Годы	$\bar{Q}_{\text{ПОЛ}}$, м ³ /с	Годы	$\bar{Q}_{\text{МЕЖ}}$, м ³ /с	Годы
1	2	944	1969	2136	1969	437	1946
2	4	835	1958	1811	1958	394	1961
3	6	810	1946	1686	1966	368	1938
4	8	800	1938	1664	1938	366	1941
5	10	753	1947	1662	1952	348	1969
6	12	752	1961	1636	1947	347	1977
7	14	744	1966	1558	1973	346	1958
8	16	739	1941	1556	1946	337	1965
9	18	734	1952	1546	1960	321	1970
10	20	724	1960	1511	1955	316	1932
11	22	718	1973	1490	1936	314	1967
12	24	707	1955	1487	1941	313	1960
13	25	691	1937	1485	1937	312	1957
14	27	681	1936	1466	1961	312	1947
15	29	664	1970	1460	1971	311	1979
16	31	662	1971	1385	1942	309	1976
17	33	649	1942	1374	1939	306	1940
18	35	646	1977	1350	1970	305	1955
19	37	642	1957	1335	1968	299	1959
20	39	626	1939	1309	1950	298	1973
21	41	622	1959	1308	1956	296	1934

Продолжение таблицы 3

m	P, %	$\bar{Q}_{\text{Год}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$\bar{Q}_{\text{ПОЛ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы	$\bar{Q}_{\text{МЕЖ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	Годы
22	43	621	1932	1305	1949	295	1937
23	45	614	1944	1303	1957	285	1933
24	47	611	1949	1298	1944	281	1942
25	49	611	1979	1292	1975	281	1972
26	51	610	1940	1267	1959	276	1936
27	53	607	1934	1267	1948	273	1966
28	55	607	1968	1249	1972	272	1944
29	57	604	1950	1245	1977	271	1981
30	59	604	1972	1231	1934	270	1980
31	61	598	1975	1230	1932	270	1952
32	63	593	1948	1225	1943	264	1949
33	65	592	1956	1219	1940	263	1971
34	67	580	1943	1212	1979	263	1962
35	69	576	1976	1189	1935	262	1978
36	71	574	1980	1181	1980	258	1954
37	73	573	1967	1132	1964	257	1943
38	75	571	1965	1110	1976	257	1948
39	76	553	1935	1091	1967	252	1939
40	78	533	1964	1045	1981	252	1950
41	80	529	1981	1038	1965	251	1975
42	82	520	1962	1035	1962	247	1963
43	84	514	1954	1031	1963	243	1968
44	86	512	1933	1025	1954	242	1974
45	88	511	1978	1009	1978	241	1945
46	90	509	1963	978	1953	235	1935
47	92	481	1953	965	1933	234	1964
48	94	464	1945	908	1945	233	1956
49	96	446	1951	894	1951	232	1953
50	98	420	1974	777	1974	221	1951

По данным таблицы 3 строятся эмпирические кривые обеспеченности. Кривые представлены на рисунке 2.1.

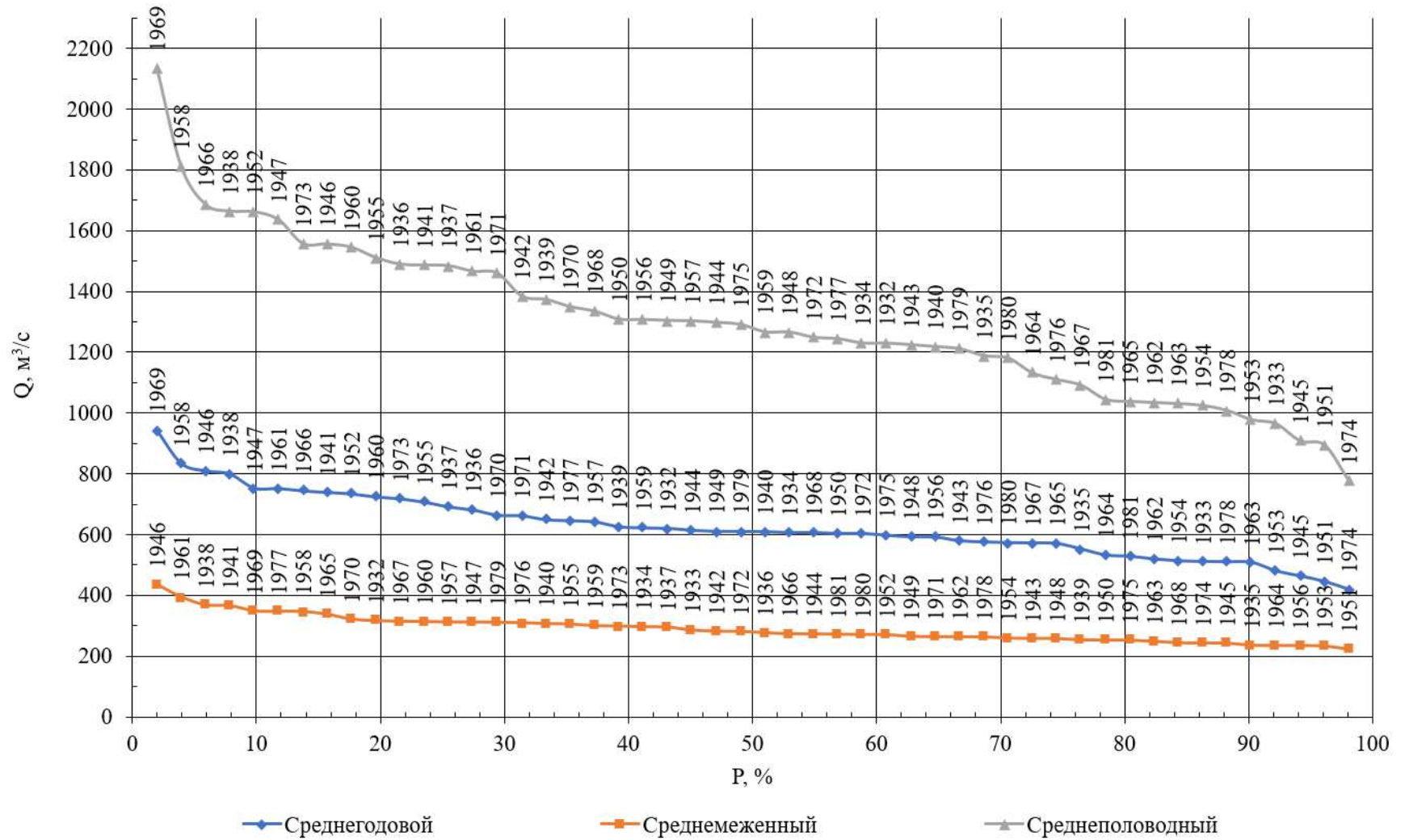


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности среднегодового, среднемесячного и среднеполоводного расходов

2.1.2 Выбор расчетных маловодного и средневодного лет

Используя кривые, приведенные на рисунке 2.1 и таблицу 3, выбраны расчетный средневодный и маловодный годы. Гидрографы маловодного и средневодного лет приведены в таблицах 4 и 5 соответственно.

Таблица 4 – Гидрограф маловодного года (P=90%)

Месяцы	Расходы в кубических метрах												$\bar{Q}_{\text{год}}$
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{90\%}$	163	144	157	235	951	1674	810	689	455	345	275	205	509

Таблица 5 – Гидрограф средневодного года

Месяцы	Расходы в кубических метрах												$\bar{Q}_{\text{год}}$
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{50\%}$	174	165	168	290	1272	1797	1075	950	522	389	313	209	610

Кривые обеспеченности для полученных гидрографов представлены на рисунке 2.2.

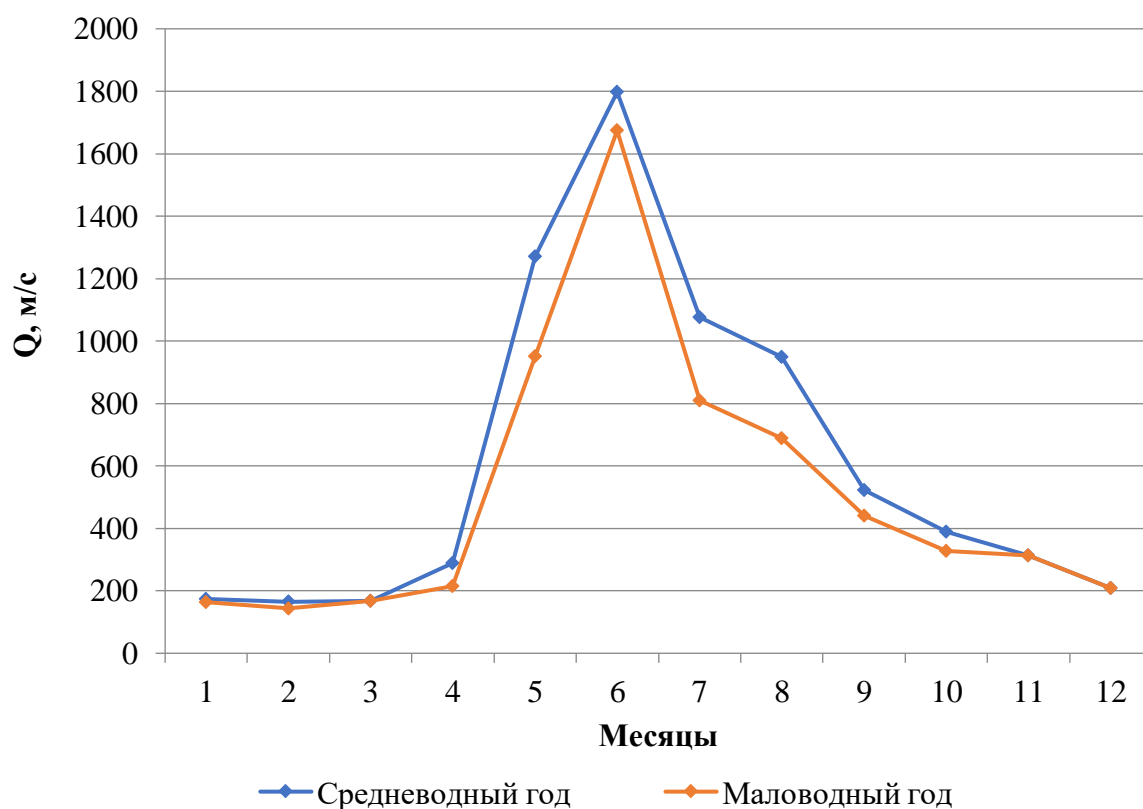


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного лет

По теоретической кривой обеспеченности средних максимальных расходов, в соответствие с классом ГТС за максимальный расход $Q_{\text{МАХ}}$ принимается расход обеспеченностью 0,1%, равный $3895 \text{ м}^3/\text{с}$.

За расчетный расход $Q_{\text{РАСЧ}}$ принимается средний годовой расход маловодного года, равный $509 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для определения типа регулирования необходимо по объемной характеристике водохранилища для предварительно принятых отметок нормального подпорного уровня (НПУ) и уровня мертвого объема (УМО) определить полезный объем водохранилища. Получили объемы 0,1355 и 0,0526 км^3 соответственно. Вычислим коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{\bar{V}_{\text{НПУ}} - \bar{V}_{\text{УМО}}}{\bar{W}_{\text{МНОГ}}} = \frac{0,1355 - 0,0526}{19,74} = 0,004, \quad (2.2)$$

где β – коэффициент зарегулированности стока, о.е.;

$\bar{V}_{\text{НПУ}}$ – объем водохранилища при НПУ, м^3 ;

$\bar{V}_{\text{УМО}}$ – объем водохранилища при УМО, м^3 .

По полученному коэффициенту зарегулированности определяем, что водохранилище Катуньской ГЭС суточного регулирования.

2.2 Выбор установленной мощности

2.2.1 Выбор рабочей мощности. Первая итерация

Для произведения сработки-наполнения водохранилища необходимо определить гарантированную выработку Катуньской ГЭС в каждый месяц года, при работе по водотоку. Для этого в расчетную таблицу вносятся следующие данные: полезные бытовые расходы, коэффициент мощности, потери напора, отметку НПУ, расход санитарного попуска.

По имеющейся расходной характеристике [А, А.6] определяется отметка нижнего бьефа, соответствующая полезному бытовому расходу. При этом необходимо учесть, что периоды с января по март и с ноября по декабрь относятся к зимним, а период с апреля по октябрь к летним месяцам, следовательно дня них используются кривые связи для соответствующего сезона.

Зная средние значения отметок в верхнем и нижнем бьефах (ВБ и НБ), вычисляется средний напор в течение месяца (2.3):

$$H_i = \nabla_{\text{ВБ}} - \nabla_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.3)$$

где H_i – средний напор в течение месяца, м;

$\nabla_{\text{ВБ}}$ – среднее значение отметки ВБ, м;

$\nabla_{\text{НБ}}$ – среднее значение отметки НБ, м;

Δh – потери напора в водопроводящем тракте, м.

Далее вычисляется гарантированная мощность для каждого месяца, в МВт, по формуле (2.4).

$$N_{\text{ГАР}} = Q_{\text{ПБ}} \cdot H_i \cdot k_N \cdot 10^{-3}, \quad (2.4)$$

где $N_{\text{ГАР}}$ – гарантированная мощность, МВт;

$Q_{\text{ПБ}}$ – полезный бытовой расход, м³/с;

H_i – то же, что и в формуле (2.3);

k_N – коэффициент мощности, учитывающий коэффициент полезного действия (КПД) гидравлической турбины (ГТ) и гидрогенератора (ГГ), принятый 8,8 м/с².

Рассчитывается гарантированная суточная выработка в млн кВт·ч (2.5).

$$\mathcal{E}_{\text{ГАР}} = N_{\text{ГАР}} \cdot 24 \cdot 10^{-3}, \quad (2.5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ГАР}}$ – гарантированная суточная выработка, млн кВт·ч;

$N_{\text{ГАР}}$ – то же, что и в формуле (2.4).

Вычисляется мощность работы в базовой части графика нагрузки по формуле (2.6) и соответствующая ей выработка (2.7):

$$N_{\text{Б}} = Q_{\text{Б}} \cdot H_i \cdot k_N \cdot 10^{-3} \quad (2.6)$$

где $N_{\text{Б}}$ – мощность ГЭС при работе в базовой части графика нагрузки, МВт;

$Q_{\text{Б}}$ – расход ГЭС при работе в базовой части графика нагрузки, м³/с;

H_i – то же, что и в формуле (2.3);

k_N – то же, что и в формуле (2.4).

$$\mathcal{E}_{\text{Б}} = N_{\text{Б}} \cdot 24 \cdot 10^{-3} \quad (2.7)$$

где $\mathcal{E}_{\text{Б}}$ – суточная выработка при работе в базовой части графика нагрузки, млн кВт·ч;

$N_{\text{Б}}$ – то же, что и в формуле (2.6).

В случае суточной сработки целесообразно на данном этапе определиться с месяцем, по которому будет выбрана рабочая мощность проектируемой ГЭС. Выберем рабочую мощность по декабрю – $N_{\text{р}}=95$ МВт и произведем подбор пиковой мощности с учетом выбранной рабочей.

По ИКН для соответствующего месяца определяем мощность работы Катуньской ГЭС в пиковой части графика нагрузки с учетом выбранной рабочей мощности. Произведем сработку-наполнение водохранилища при работе с рабочей мощностью, выбранной по декабрю. Данные, полученные в ходе расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Первая итерация суточной сработки-наполнения при выборе рабочей мощности по декабрю

Месяц	$Q_{ПБ}, \frac{м^3}{с}$	k_N	$\Delta h, м$	ZВБ, м	ZНБ, м	$H_i, м$	$N_{ГАР}, МВт$	$\mathcal{E}_{ГАР},$ млн кВтч
I	147	8,8	0,36	482,00	446,7	35,28	46	0,9
II	128				446,6	35,37	40	0,9
III	151				446,7	35,27	47	1,0
IV	244				447,04	34,96	75	1,6
V	931				448,92	33,08	271	5,1
VI	1625				449,92	32,08	459	4,7
VII	765				448,58	33,42	225	4,9
VIII	655				448,32	33,68	194	3,9
IX	422				447,66	34,34	128	2,2
X	313				447,30	34,70	96	1,6
XI	258				447,2	34,81	79	1,6
XII	189				446,90	35,10	58	1,2

Окончание таблицы 6

Месяц	$Q_{СП}, \frac{м^3}{с}$	$N_B, МВт$	$\mathcal{E}_B,$ млн кВтч	$N_P, МВт$	$\mathcal{E}_P,$ млн кВтч	$N_R, МВт$
I	100	31	0,7	49	0,3	80
II		31	0,8	37	0,2	68
III		31	0,7	41	0,4	72
IV		31	0,7	64	0,8	95
V		29	0,7	66	0,5	95
VI		28	0,7	67	0,8	95
VII		29	0,7	66	0,8	95
VIII		30	0,7	65	0,6	95
IX		30	0,7	65	0,5	95
X		31	0,7	64	0,4	95
XI		31	0,7	64	0,4	95
XII		31	0,7	64	0,6	95

Графики сработки-наполнения водохранилища представлены на рисунке 2.3.

Из графиков видно, что водохранилище используется для регулирования стока только 5 месяцев в году. Из таблицы 6 видно, что гарантированные мощности в месяцы с мая по август больше чем в два раза превышают выбранную рабочую мощность. Это обуславливает необходимость производить холостые сбросы значительных объемов воды, что является экономически невыгодным.

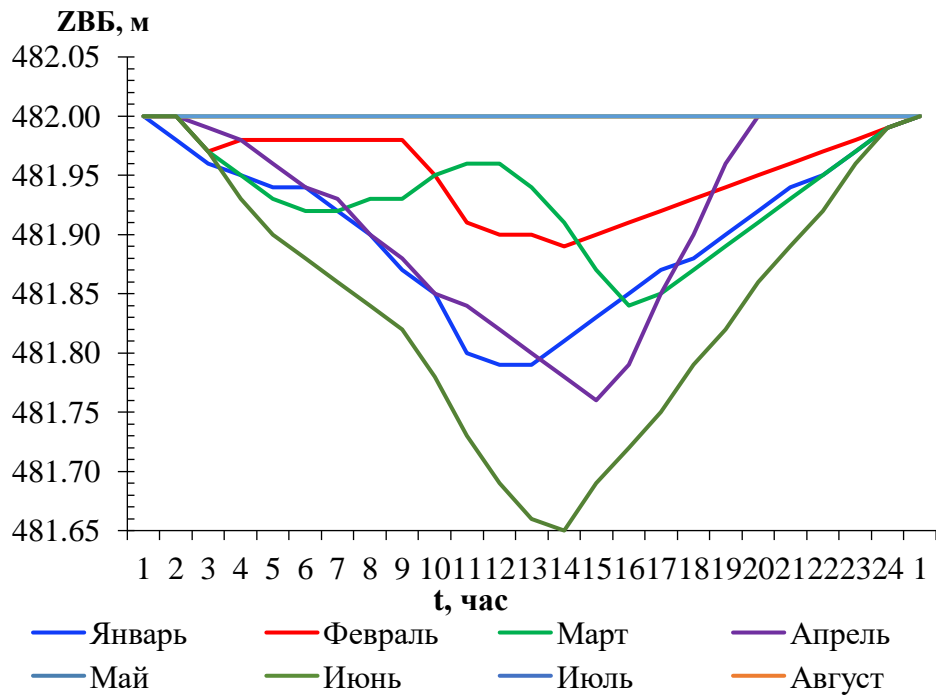


Рисунок 2.3 – Графики сработки – наполнения водохранилища с рабочей мощностью, выбранной по декабрю

2.2.2 Расчет мощности резервов

Зная рабочую мощность ГЭС, можно рассчитать мощность резервов, размещаемых на Катуньской ГЭС и существующих электростанциях. Расчет резервов мощности для удобства производится в табличной форме.

Для начала, в таблицу вносятся данные о максимальных мощностях Алтайского РДУ. Далее, используя величину резервов в процентах: аварийный резерв 10%, нагрузочный резерв 3%, рассчитывается мощность аварийного и нагрузочного резервов по формулам 2.17 и 2.18 соответственно.

$$P_{AP} = P_{СИСТ,i} \cdot 0,1, \quad (2.8)$$

где P_{AP} – мощность аварийного резерва системы, МВт;

$P_{СИСТ,i}$ – мощность нагрузки системы в i -й месяц, МВт.

$$P_{НР} = P_{СИСТ,i} \cdot 0,03 \quad (2.9)$$

где $P_{НР}$ – мощность нагрузочного резерва системы, МВт;

$P_{СИСТ,i}$ – мощность нагрузки системы в i -й месяц, МВт.

Далее в таблицу вносятся рассчитанные ранее мощности проектируемой ГЭС, при работе в базовой части графика нагрузки, пиковые мощности Катуньской ГЭС.

Из опыта проектирование принята величина нагрузочного резерва на ГЭС не превышающая 5% от рабочей мощности, следовательно мощность нагрузочного резерва на Катуньской ГЭС принимается по формуле (2.10).

$$N_{НР} = N_{Р.ПР} \cdot 0,05 = 95 \cdot 0,05 \approx 5 \text{ МВт}, \quad (2.10)$$

где $N_{НР}$ – Мощность нагрузочного резерва, размещаемого на проектируемой ГЭС, МВт;

$N_{Р.ПР}$ – рабочая мощность проектируемой ГЭС, МВт.

Аварийный резерв, при размещении на ГЭС, требует расчета дополнительной емкости водохранилища. В данном случае емкость водохранилища для обеспечения аварийного резерва не закладывается, так как водохранилище осуществляет суточное регулирование, следовательно, весь аварийный резерв размещается на теплоэлектростанциях (ТЭС), находящихся на территории РДУ.

Далее рассчитывается мощность ремонтного резерва. Согласно действующему законодательству, установленное на электростанциях оборудование должно ремонтироваться 1 раз в 6 лет. Зная рабочую мощность, рассчитать мощность, необходимую для проведения ремонтов на Катуньской ГЭС можно по формуле (2.11).

$$N_{РЕМ} = N_{Р.ПР}/6 = 95/6 \approx 16 \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

где $N_{РЕМ}$ – мощность ремонтного резерва, размещаемого на проектируемой ГЭС, МВт;

$N_{Р.ПР}$ – то же, что в формуле (2.10).

Мощность ремонтного резерва размещается в месяцы после половодья – октябрь и ноябрь, с учетом того, что провал графика нагрузки позволяет в это время производить ремонт оборудования. Для этого вычисляется выработка, требуемая для ремонта по формуле (2.12).

$$\mathcal{E}_{РЕМ} = N_{РЕМ} \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 16 \cdot 30 \cdot 10^{-3} \approx 0,5 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.12)$$

где $\mathcal{E}_{РЕМ}$ – выработка, требуемая для ремонта оборудования, млн кВт·ч;

$N_{РЕМ}$ – то же, что в формуле (2.11).

Ремонтный резерв принят равным нулю, так как провал графика нагрузки позволяет ремонтировать оборудование без установки дополнительной мощности.

Таким образом, мощность резервов, размещаемых на Катуньской ГЭС, можно найти по формуле (2.13):

$$N_{РЕЗ} = N_{НР} + N_{АР} + N_{РЕМ} = 5 + 0 + 0 = 5 \text{ МВт}, \quad (2.13)$$

где $N_{РЕЗ}$ – суммарная мощность резервов, размещаемых на ГЭС, МВт;

$N_{НР}$ – то же, что в формуле (2.10);

N_{AP} – мощность аварийного резерва, размещаемого на ГЭС, МВт;

N_{PEM} – то же, что в формуле (2.11).

Расчет резервов мощности, размещаемых на Катуньской ГЭС приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет резервов мощности, размещаемых на Катуньской ГЭС

Мощности в мегаваттах

№ месяца	Нагрузка системы			Проектируемая ГЭС					ТЭС			
	$P_{СИСТ}$	P_{AP}	$P_{НР}$	N_B	N_{II}	$N_{НР}$	N_{AP}	N_{PEM}	$N_{РАБ}$	$N_{НР}$	N_{AP}	N_{PEM}
I	1004	100	30	31	49	5	-	-	955	27	100	-
II	977	98	29	31	37	5	-	-	940	26	98	-
III	931	93	28	31	41	5	-	-	890	25	93	-
IV	877	88	26	30	64	5	-	-	813	23	88	-
V	830	83	25	29	66	5	-	-	764	22	83	40
VI	803	80	24	28	67	5	-	-	736	21	80	40
VII	803	80	24	29	66	5	-	-	738	21	80	40
VIII	829	83	25	29	65	5	-	-	764	22	83	40
IX	876	88	26	30	65	5	-	-	811	23	88	-
X	930	93	28	30	64	5	-	8	866	25	93	-
XI	977	98	29	30	64	5	-	8	913	26	98	-
XII	1004	100	30	31	64	5	-	-	940	27	100	-

2.2.3 Выбор рабочей мощности. Вторая итерация

Для минимизации холостых сбросов и, как следствие, увеличения среднесуточной выработки Катуньской ГЭС принято решение об установке дублирующей мощности. Для обоснования экономической целесообразности установки дублирующей мощности в размере $N_{ДУБ}=100$ МВт сверх рабочей $N_P=95$ МВт, произведена сработка-наполнение водохранилища с учетом дублирующей мощности и мощности резервов, рассчитанных в предыдущем пункте.

Сработку на наполнение произведена для месяцев, в которые нет холостых сбросов. Месяцы, в которых бытовой расход позволяет работать всей установленной мощностью в течение суток, не нуждаются в сработке. В эти месяцы ГЭС всей установленной мощностью работает в базе графика нагрузки и постоянно выдает в энергосистему одинаковую мощность, равную установленной $N_{УСТ}=200$ МВт.

Для остальных месяцев произведена сработка-наполнение водохранилища. Результаты сработки представлены в [Б, таблицы Б.1-Б.8].

По данным сработки из [Б, таблицы Б.1-Б.8] строятся графики сработки-наполнения водохранилища для каждого месяца года, в одной системе координат. Графики представлены на рисунке 2.4.

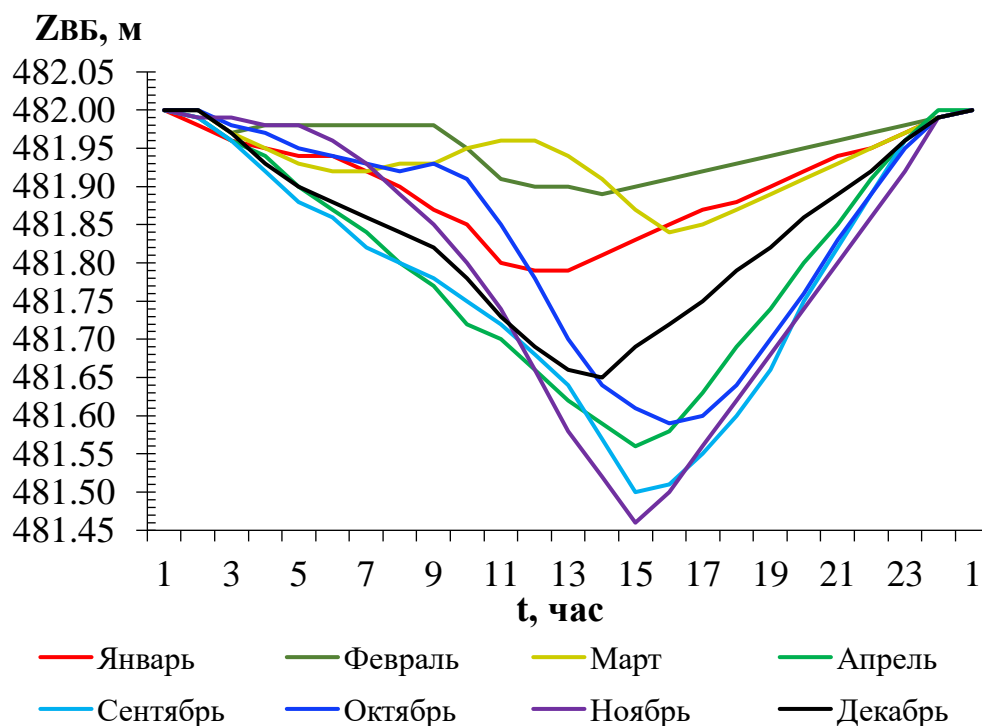


Рисунок 2.4 – Графики сработки – наполнения водохранилища при работе с дублирующей мощностью

Данные о рабочих и пиковых мощностях ГЭС приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Вторая итерация суточной сработки-наполнения

Месяц	$Q_{ПВ}, \frac{м^3}{с}$	k_N	$\Delta h, м$	ZВБ, м	ZНБ, м	$H_i, м$	$N_{ГАР}, МВт$	$\mathcal{E}_{ГАР},$ млн кВтч
I	147	8,8	0,36	482,00	446,7	35,28	46	0,9
II	128				446,6	35,37	40	0,9
III	151				446,7	35,27	47	1,0
IV	244				447,04	34,96	75	1,6
V	931				448,92	33,08	271	5,1
VI	1625				449,92	32,08	459	4,7
VII	765				448,58	33,42	225	4,9
VIII	655				448,32	33,68	194	3,9
IX	422				447,66	34,34	128	2,2
X	313				447,30	34,70	96	1,6
XI	258				447,2	34,81	79	1,6
XII	189				446,90	35,10	58	1,2

Окончание таблицы 8

Месяц	$Q_{сп}, \frac{м^3}{с}$	$N_B, МВт$	$\mathcal{E}_B, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	$N_P, МВт$	$\mathcal{E}_P, \text{млн кВт}\cdot\text{ч}$	$N_R, МВт$
I	100	31	0,7	49	0,45	80
II		31	0,8	37	0,48	68
III		31	0,7	41	0,48	72
IV		31	0,7	75	1,0	105
V		29	0,7	171	0	200
VI		28	0,7	172	0	200
VII		29	0,7	171	0	200
VIII		30	0,7	171	0	200
IX		30	0,7	166	2,6	196
X		31	0,7	140	1,8	170
XI		31	0,7	108	1,1	138
XII		31	0,7	64	0,6	95

2.2.4 Выбор дублирующей мощности

Для оценки экономической целесообразности установки дублирующей мощности вычисляется среднемноголетняя выработка при работе с $N_{уст}=100$ МВт и $N_{уст}=200$ МВт. Получены следующие значения выработки: при $N_{уст}=100$ МВт $\mathcal{E}_{100}=453,3$ млн. кВт·ч, а при $N_{уст}=200$ МВт $\mathcal{E}_{200}=1013,3$ млн. кВт·ч. Разница между полученными выработками:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_{200} - \mathcal{E}_{100} = 1013,3 - 453,3 = 560 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}.$$

Стоимость одного киловатта электроэнергии в Алтайском РДУ по одноставочному тарифу составляет 3,92 руб. Прибыль, получаемая за год по средствам только дублирующей мощности рассчитана по формуле (2.14):

$$П = \mathcal{E} \cdot 10^{-3} \cdot Ц = 560 \cdot 10^{-3} \cdot 3,92 = 2,192 \text{ млрд. руб.}, \quad (2.14)$$

где $П$ – прибыль от продажи электроэнергии, млрд. руб;

\mathcal{E} – объем электроэнергии, млн кВт·ч;

$Ц$ – цена электроэнергии, руб/кВт·ч.

Далее, в первом приближении, определяется тип гидравлической турбины, гидрогенератора и вычисляется приближенная стоимость одного гидроагрегата (ГА), что позволит найти срок окупаемости дублирующей мощности и оценить целесообразность ее установки.

Зная единичную мощность ГА и число агрегатов дублирующей мощности, можно рассчитать срок их окупаемости. Для этого с [3] получаем данные о стоимости закупки подобного оборудования.

В имеющихся данных удалось найти стоимость замены гидрогенератора и гидротурбины, с учетом строительно-монтажных работ, для Чебоксарской ГЭС. Цена гидрогенератора $P_{ГЕН} = 0,654$ млрд руб., цена гидротурбины $P_{ТУРБ} = 0,417$ млрд руб.

Стоимость оборудования приводится к актуальной на 2017-2018 год. Используя данные из [4] по формуле (2.15) осуществляется приведение стоимости ГГ и ГТ к актуальным ценам.

$$P'_{\text{ОБОР}} = P_{\text{ОБОР}} \cdot K, \quad (2.15)$$

где $P'_{\text{ОБОР}}$ - приведенная стоимость оборудования, млрд. руб;

$P_{\text{ОБОР}}$ – начальная стоимость оборудования, млрд. руб;

K – коэффициент приведения стоимости, о.е.

По формуле (2.15) рассчитана актуальная стоимость оборудования:

$$P'_{\text{ГЕН}} = P_{\text{ГЕН}} \cdot K = 0,654 \cdot 1,436 = 0,939 \text{ млрд руб.},$$

$$P'_{\text{ТУРБ}} = P_{\text{ТУРБ}} \cdot K = 0,417 \cdot 1,436 = 0,599 \text{ млрд руб.}$$

Вычисляется удельная стоимость одного мегаватта мощности генератора и турбины и позволяет рассчитывается стоимость основного оборудования Катуньской ГЭС в первом приближении:

$$P_{\text{ГЕН}}^{\text{ПР}} = P_{\text{ГЕН}}^{\text{УД}} \cdot N_{\text{ГЕН}}^{\text{ПР}} = 0,012 \cdot 50 = 0,6 \text{ млрд руб.},$$

$$P_{\text{ТУРБ}}^{\text{ПР}} = P_{\text{ТУРБ}}^{\text{УД}} \cdot N_{\text{ТУРБ}}^{\text{ПР}} = 0,0074 \cdot 53,5 = 0,3959 \text{ млрд руб.}$$

$$P_{\text{ГА}}^{\text{ПР}} = P_{\text{ГЕН}}^{\text{ПР}} + P_{\text{ТУРБ}}^{\text{ПР}} = 0,6 + 0,3959 = 0,9959 \text{ млрд руб.}$$

Срок окупаемости установки дублирующей мощности определится по формуле (2.16):

$$t = \frac{n \cdot P_{\text{ГА}}^{\text{ПР}}}{\Pi} = \frac{2 \cdot 0,9959}{2,192} = 0,909, \quad (2.16)$$

где t – срок окупаемости, лет;

$P_{\text{ГА}}^{\text{ПР}}$ – стоимость одного гидроагрегата дублирующей мощности, млрд руб.;

Π – прибыль, получаемая за год от установки дублирующей мощности, млрд руб.

Законодательство Российской Федерации в сфере гидроэнергетики устанавливает срок окупаемости генерирующего оборудования, равный 3 года. Т.к. выбранная дублирующая мощность окупается быстрее максимального установленного срока, делаем вывод о целесообразности установки дублирующей мощности в размере $N_{\text{ДУБ}} = 100$ МВт.

В п. 2.2.2-2.2.4 были определены величины следующих мощностей: $N_{\text{РАБ}}=95$ МВт, $N_{\text{РЕЗ}}=5$ МВт, $N_{\text{ДУБ}}=100$ МВт. Зная эти мощности, можно получить величину установленной мощность Катуньской ГЭС:

$$N_{уст} = N_{РАБ} + N_{РЕЗ} + N_{ДУБ} = 95 + 5 + 100 = 200 \text{ МВт.}$$

2.3 Баланс мощности и энергии

Баланс энергии строится на графике средних мощностей РДУ. Для его построения необходимо вычислить среднемесячные мощности проектируемой ГЭС. Необходимые для построения баланса энергии данные представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	P_c , МВт	$N_{пр}$, МВт	$N_{ГЭС}$, МВт
Январь	953	45	908
Февраль	925	39	886
Март	877	46	831
Апрель	821	73	748
Май	773	200	573
Июнь	745	200	545
Июль	745	200	545
Август	772	200	572
Сентябрь	821	139	682
Октябрь	877	104	773
Ноябрь	925	77	848
Декабрь	953	57	896

График, по данным баланса энергии, приведен на рисунке 2.5.

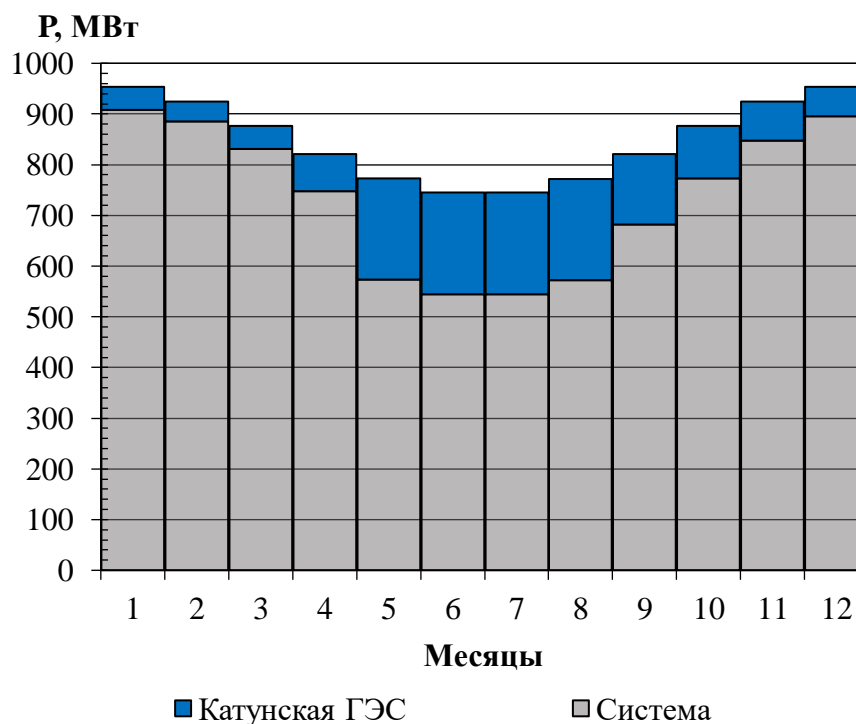


Рисунок 2.5 – Баланс энергии

График баланса мощности строится на графике максимальных мощностей системы. Построение производится в следующем порядке: от нуля откладывается мощность Катунской ГЭС при работе по санитарному попуску, затем мощности ТЭС, далее пиковая мощность Катунской ГЭС. После чего в провале графика максимальных мощностей располагаются ремонты ТЭС.

После половодья осуществляется ремонт оборудования Катунской ГЭС. Выше располагаются нагрузочный и аварийный резервы ТЭС. Затем нагрузочный резерв Катунской ГЭС. График баланса мощностей приведем на рисунке 2.6.

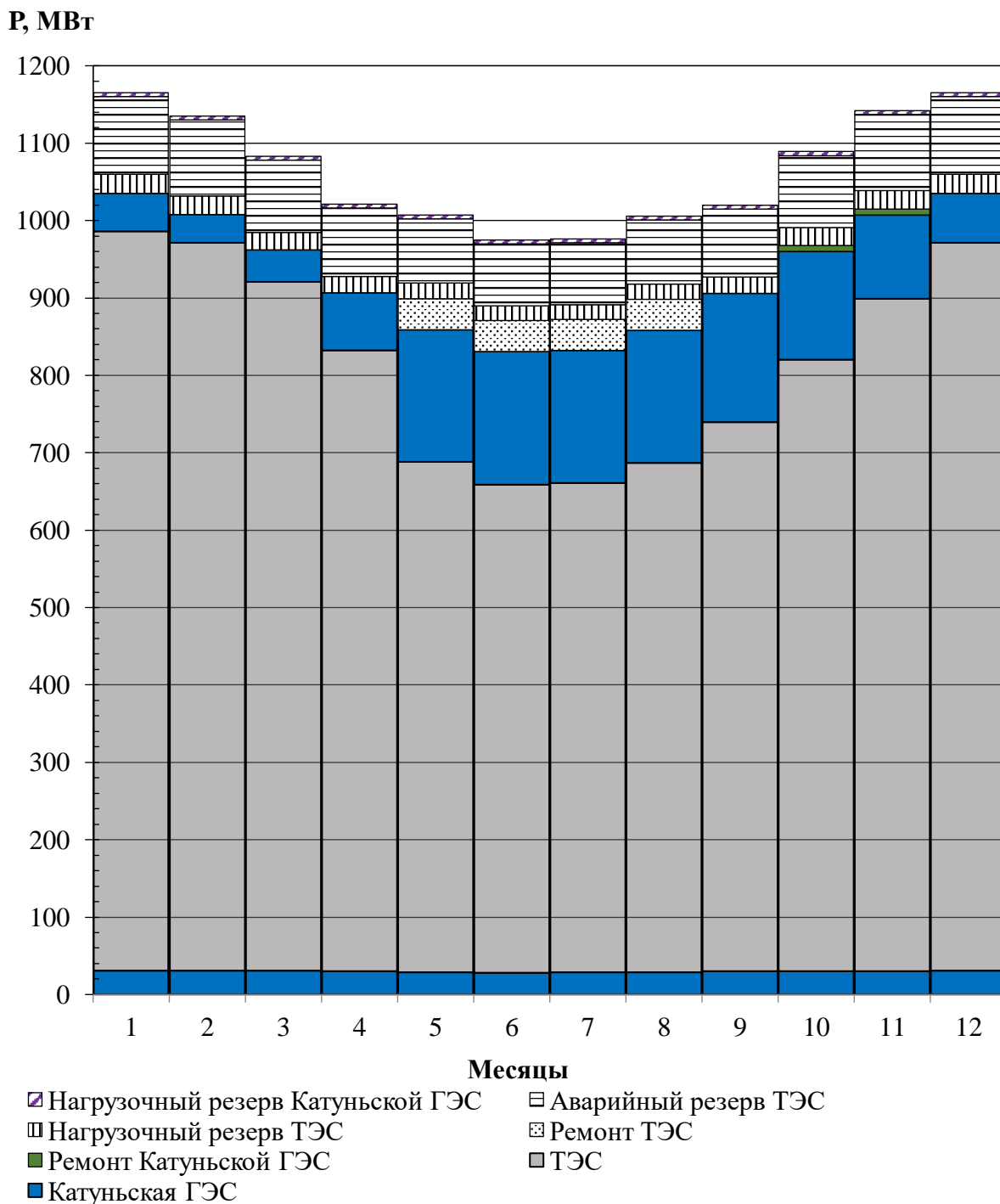


Рисунок 2.6 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

Необходимо подобрать ГТ, имеющую наилучшие технико-экономические показатели, среди рассматриваемых вариантов.

Подбор производится следующим образом. Пользуясь таблицей основных параметров модельных реактивных турбин [В, рисунок В.1], подбираются все подходящие по напору марки гидротурбин. Подобранные турбины и их основные параметры представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Основные параметры подобранных марок гидротурбин

Марка	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	РО45-В	ПЛД50-В60°
$H_{пред}, \text{ м}$	40	40	45	50
$H_{min}/H_{пред}, \text{ о.е.}$	0,5	0,5	0,6	0,5
$n'_{IO}, \text{ об/м}$	125,3	123,1	82,5	113
$Q'_{IO}, \text{ л/с}$	1020	1150	1200	1100
$\eta'_{IO}, \text{ о.е.}$	0,913	0,904	0,921	0,91
$Q'_{I \max}, \text{ л/с}$	1800	1700	1430	1650
$\sigma(Q'_{I \max})$	0,65	0,65	0,23	0,6
$D_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,460	0,460	0,460	0,350
$H_{\text{м}}, \text{ м}$	4	4	4	5
$t_{\text{м}}, \text{ }^\circ\text{C}$	10	20	8	16
$\eta_{\text{м Р1}}, \text{ о.е.}$	0,883	0,894	0,875	0,91
$Q'_{\max \text{ Р1}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,7	1,622	1,432	1,71

Далее для каждой марки турбины намечается расчетная точка. После этого задаваясь рядом диаметров, учитывая, существующие ограничения, для каждого диаметра производится расчет требуемых рабочих параметров согласно методике, изложенной в [5].

При выборе диаметров необходимо учитывать экономичность рассматриваемых вариантов и исключать те диаметры, для которых количество турбин не будет удовлетворять требованиям к основному энергетическому оборудованию ГЭС.

Для всех типов турбин необходимо рассматривать только те варианты, которые обеспечат работу гидротурбины в заданных условиях с наилучшими показателями КПД.

Так же выбранный вариант должен обеспечивать надежность работы гидроагрегата во всех режимах, которые могут сложиться в процессе эксплуатации. По этому условию турбина марки РО45-В из сравнения исключается.

Результаты расчета параметров турбин сводятся в таблицы 11-13. Производится анализ полученных данных.

Таблица 11 – Результаты расчета параметров гидротурбины ПЛ40а-В

D_1 , м	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6
η_T , о. е.	0,9264	0,9269	0,9274	0,9278	0,9283	0,9288
N'_a , МВт	50,72	56,89	63,42	70,3	79,03	88,28
Z'_a , ШТ	3,94	3,52	3,15	2,84	2,53	2,27
Z_a , ШТ	4	4	4	3	3	3
N_a , МВт	50	50	50	66,67	66,67	66,67
Δ_p , о. е.	1,0492	1,0497	1,0503	1,0507	1,0513	1,0519
n'_c , мин ⁻¹	173,4	163,8	155,2	147,5	139,2	131,8
n_c , мин ⁻¹	187,5	166,7	166,7	150	142,8	136,4
$n_{I H_{min}}$, мин ⁻¹	–	128	–	128	129,1	–
$n_{I H_p}$, мин ⁻¹	–	127,5	–	127,4	128,6	–
$n_{I H_{max}}$, мин ⁻¹	–	123,4	–	123,4	124,4	–
$Q'_I \cdot \eta_T$	–	1,385	–	1,496	1,331	–
$Q'_I \cdot \eta_T(H_{max})$	–	1,256	–	1,357	1,208	–
$Q'_{I ВХК}(H_{max})$	–	0,81	–	0,66	0,59	–
$Q'_{I ВХК}(H_{min})$	–	0,84	–	0,68	0,61	–

Продолжение таблицы 11

D_1 , м	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
η_T , о. е.	0,9293	0,9297	0,9302	0,9307	0,9311	0,9317
N'_a , МВт	101,4	111,84	126,56	142,2	158,74	180,73
Z'_a , ШТ	1,97	1,79	1,58	1,41	1,26	1,11
Z_a , ШТ	2	2	2	2	2	2
N_a , МВт	100	100	100	100	100	100
Δ_p , о. е.	1,0524	1,0529	1,0535	1,054	1,0545	1,0552
n'_c , мин ⁻¹	123	117,2	110,2	104	98,5	92,4
n_c , мин ⁻¹	125	125	115,4	107,1	100	93,8
$n_{I H_{min}}$, мин ⁻¹	127,8	–	–	129,5	127,7	127,7
$n_{I H_p}$, мин ⁻¹	127,3	–	–	129	127,2	127,2
$n_{I H_{max}}$, мин ⁻¹	123,3	–	–	124,9	123,1	123,2
$Q'_I \cdot \eta_T$	1,558	–	–	1,113	0,997	0,876
$Q'_I \cdot \eta_T(H_{max})$	–	–	–	1,009	–	–
$Q'_{I ВХК}(H_{max})$	–	–	–	0,33	–	–
$Q'_{I ВХК}(H_{min})$	–	–	–	0,34	–	–

Таблица 12 – Результаты расчета параметров гидротурбины ПЛ406-В

D_1 , м	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6
η_T , о. е.	0,9317	0,9321	0,9326	0,933	0,9335	0,934
N'_a , МВт	54,56	60,82	67,42	75,79	84,66	97,23
Z'_a , ШТ	3,67	3,29	2,97	2,64	2,36	2,06
Z_a , ШТ	4	4	3	3	3	3
N_a , МВт	50	50	66,67	66,67	66,67	66,67
Δ_p , о. е.	1,0422	1,0426	1,0432	1,0436	1,0442	1,0447
n'_c , мин ⁻¹	160,4	151,9	144,4	136,2	129	120,4
n_c , мин ⁻¹	166,7	166,7	150	136,4	136,4	125
$n_{IH_{min}}$, мин ⁻¹	–	–	–	123,8	–	–
n_{IH_p} , мин ⁻¹	–	–	–	123,2	–	–
$n_{IH_{max}}$, мин ⁻¹	–	–	–	119,3	–	–
$Q'_I \cdot \eta_T$	–	–	–	1,331	–	–
$Q'_I \cdot \eta_T(H_{max})$	–	–	–	1,208	–	–
$Q'_{I\text{ ВХК}}(H_{max})$	–	–	–	0,59	–	–
$Q'_{I\text{ ВХК}}(H_{min})$	–	–	–	0,61	–	–

Продолжение таблицы 12

D_1 , м	6,3	6,7	7,1	7,5	8	8,5
η_T , о. е.	0,9344	0,9349	0,9353	0,9358	0,9362	0,9367
N'_a , МВт	107,25	121,36	136,34	152,22	173,27	195,71
Z'_a , ШТ	1,86	1,65	1,47	1,31	1,15	1,02
Z_a , ШТ	2	2	2	2	2	2
N_a , МВт	100	100	100	100	100	100
Δ_p , о. е.	1,0452	1,0457	1,0462	1,0468	1,0472	1,0478
n'_c , мин ⁻¹	114,7	107,9	101,8	96,4	90,4	85,1
n_c , мин ⁻¹	115,4	115,4	107,1	100	90,9	85,7
$n_{IH_{min}}$, мин ⁻¹	124,4	–	–	–	124,3	124,4
n_{IH_p} , мин ⁻¹	123,8	–	–	–	123,8	123,9
$n_{IH_{max}}$, мин ⁻¹	119,9	–	–	–	119,8	120
$Q'_I \cdot \eta_T$	1,413	–	–	–	0,876	0,776
$Q'_I \cdot \eta_T(H_{max})$	1,282	–	–	–	–	–
$Q'_{I\text{ ВХК}}(H_{max})$	0,42	–	–	–	–	–
$Q'_{I\text{ ВХК}}(H_{min})$	0,43	–	–	–	–	–

Таблица 13 – Результаты расчета параметров гидротурбины ПЛД50-В60°

$D_1, \text{ м}$	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
$\eta_T, \text{ о. е.}$	0,9442	0,9446	0,9449	0,9453	0,9457	0,946
$N'_a, \text{ МВт}$	54,39	60,29	67,76	75,68	86,92	95,86
$Z'_a, \text{ ШТ}$	3,7	3,3	3	2,6	2,3	2,1
$Z_a, \text{ ШТ}$	4	4	3	3	3	3
$N_a, \text{ МВт}$	50	50	66,67	66,67	66,67	66,67
$\Delta_p, \text{ о. е.}$	1,0376	1,038	1,0384	1,0388	1,0392	1,0396
$n'_c, \text{ мин}^{-1}$	101,6	96,5	91,1	86,2	80,5	76,7
$n_c, \text{ мин}^{-1}$	142,8	125	125	125	107,1	78,9
$n_{I H_{\min}}, \text{ мин}^{-1}$	116,4	–	113,7	–	–	85,3
$n_{I H_p}, \text{ мин}^{-1}$	116	–	113,2	–	–	84,9
$n_{I H_{\max}}, \text{ мин}^{-1}$	112,3	–	109,6	–	–	82,2
$Q'_I \cdot \eta_T$	1,243	–	1,331	–	–	0,942
$Q'_I \cdot \eta_T(H_{\max})$	1,128	–	1,208	–	–	–
$Q'_{I \text{ ВХК}}(H_{\max})$	0,73	–	0,59	–	–	–
$Q'_{I \text{ ВХК}}(H_{\min})$	0,76	–	0,61	–	–	–

Продолжение таблицы 13

$D_1, \text{ м}$	6,7	7,1	7,5	8	8,5
$\eta_T, \text{ о. е.}$	0,9464	0,9468	0,9471	0,9475	0,9479
$N'_a, \text{ МВт}$	108,46	121,85	136,01	154,82	174,85
$Z'_a, \text{ ШТ}$	1,8	1,6	1,5	1,3	1,1
$Z_a, \text{ ШТ}$	2	2	2	2	2
$N_a, \text{ МВт}$	100	100	100	100	100
$\Delta_p, \text{ о. е.}$	1,04	1,0404	1,0408	1,0412	1,0416
$n'_c, \text{ мин}^{-1}$	72,1	68,1	64,4	60,4	56,9
$n_c, \text{ мин}^{-1}$	100	93,8	90,9	62,5	60
$n_{I H_{\min}}, \text{ мин}^{-1}$	114,9	114,2	116,9	85,7	87,4
$n_{I H_p}, \text{ мин}^{-1}$	114,4	113,7	116,4	85,3	87
$n_{I H_{\max}}, \text{ мин}^{-1}$	110,8	110,1	112,7	82,6	84,3
$Q'_I \cdot \eta_T$	1,249	1,113	0,997	0,876	0,776
$Q'_I \cdot \eta_T(H_{\max})$	1,134	1,009	–	–	–
$Q'_{I \text{ ВХК}}(H_{\max})$	0,37	0,33	–	–	–
$Q'_{I \text{ ВХК}}(H_{\min})$	0,38	0,34	–	–	–

Для дальнейшего рассмотрения приняты следующие варианты: для турбины ПЛ40а-В диаметры: 4,5, 5, 5,3, 7,1 м; для турбины ПЛ40б-В диаметры: 5,3, 6,3 м; для турбины ПЛД50-В60° диаметры: 4,75, 5,3, 6,7, 7,1 м. Для этих диаметров на соответствующие ГУХ нанесены зоны работы [В, рисунки В.2 – В.6].

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса

Исходя из условия бескавитационной работы ГТ, необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса (РК). Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле (3.1).

$$\nabla Z_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S, \quad (3.1)$$

где $\nabla Z_{\text{РК}}$ – отметка установки рабочего колеса, м;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка нижнего бьефа при соответствующем расходе в нижний бьеф, м;

H_S – расчетное значение высоты отсасывания, м.

Расчет высоты отсасывания производится для трех, самых опасных с точки зрения кавитации, рабочих режимов:

– работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре и расчетной мощности;

– работа минимального числа агрегатов при расчетном напоре и расчетной мощности;

– работа минимального числа агрегатов при минимальном напоре и соответствующей мощности.

Расчет высоты отсасывания на каждом из режимов производится по формуле (3.2).

$$H_S = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{\text{Х.Пл}}, \quad (3.2)$$

где B – барометрическое давление, мм. вод. ст.;

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

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

1,5 – коэффициент запаса при переходе от модельной турбины к натурной, м;

$Z_{\text{Х.Пл}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ равна 0, для ПЛД находится по формуле (3.3).

$$Z_{\text{Х.Пл.}} = \frac{B_{\text{ОМ}} D_{1\text{Н}}}{2 \cdot D_{1\text{М}}}, \quad (3.3)$$

где $B_{0м}$ и $D_{1м}$ – соответственно высота направляющего аппарата и диаметр рабочего колеса модельной турбины, м;

$D_{1н}$ – диаметр рабочего колеса натурной турбины, м.

Расход, требуемый для определения по кривой связи отметки нижнего бьефа, пересчитывается с ГУХ в требуемой точке зоны работы по формуле (3.4). В той же точке определяется значение коэффициента кавитации σ .

$$Q = Q'_i \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_p \cdot H} \quad (3.4)$$

Результаты расчета отметки установки рабочего колеса для всех, отобранных в предыдущем пункте вариантов, внесены в таблицы 14-16.

Таблица 14 – Определение отметки установки рабочего колеса для турбины ПЛ40а-В

$D_1, м$	Режим	$H, м$	$Q'_i, л/с$	$Q, м^3/с$	$\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ}), м$	σ	$H_S, м$	$Z_{ПК}, м$
4,5	1	35,18	1,385	170,4	446,75	0,457	-7,77	438,98
	2	32,97	1,5345	182,8	446,80	0,539	-9,47	437,34
	3	32,70	1,525	180,9	446,80	0,536	-9,22	437,57
5	1	35,18	1,502	228,3	446,98	0,514	-9,78	437,20
	2	32,97	1,69	248,7	447,06	0,625	-12,30	434,75
	3	32,70	1,75	256,4	447,09	0,625	-12,13	434,95
5,3	1	35,18	1,328	226,9	446,98	0,427	-6,72	440,26
	2	32,97	1,469	242,9	447,04	0,511	-8,54	438,49
	3	32,70	1,465	241,3	447,03	0,51	-8,37	438,66
7,1	1	35,18	1,106	339,1	447,39	0,333	-3,41	443,98
	2	32,97	1,2203	362,2	447,46	0,393	-4,65	442,82
	3	32,70	1,215	359,1	447,45	0,391	-4,48	442,97

Таблица 15 – Определение отметки установки рабочего колеса для турбины ПЛ40б-В

$D_1, м$	Режим	$H, м$	$Q'_i, л/с$	$Q, м^3/с$	$\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ}), м$	σ	$H_S, м$	$Z_{ПК}, м$
5,3	1	35,18	1,341	228,2	446,98	0,391	-5,45	441,53
	2	32,97	1,4815	244,1	447,04	0,467	-7,09	439,95
	3	32,70	1,475	242,0	447,03	0,453	-6,51	440,53
6,3	1	35,18	1,426	343,2	447,40	0,439	-7,14	440,26
	2	32,97	1,58	368,1	447,48	0,524	-8,97	438,51
	3	32,70	1,563	362,7	447,47	0,519	-8,67	438,80

Таблица 16 – Определение отметки установки рабочего колеса для турбины ПЛД50-В60°

$D_1, \text{ м}$	Режим	$H, \text{ м}$	$Q'_1, \text{ л/с}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}), \text{ м}$	σ	$Z_{\text{х.пл.}}, \text{ м}$	$H_s, \text{ м}$	$Z_{\text{рк}}, \text{ м}$
4,75	1	35,18	1,249	170,3	446,75	0,3268	1,78	-1,41	445,34
	2	32,97	1,390	183,4	446,81	0,4050	1,78	-3,27	443,54
	3	32,70	1,385	182,0	446,80	0,4025	1,78	-3,08	443,72
5,3	1	35,18	1,349	229,0	446,99	0,3820	1,99	-3,15	443,84
	2	32,97	1,514	248,8	447,06	0,4858	1,99	-5,73	441,34
	3	32,70	1,510	247,2	447,05	0,4806	1,99	-5,42	441,63
6,7	1	35,18	1,256	341,0	447,39	0,3294	2,51	-0,77	446,62
	2	32,97	1,399	367,7	447,48	0,4075	2,51	-2,62	444,86
	3	32,70	1,235	323,3	447,33	0,4071	2,51	-2,50	444,83
7,1	1	35,18	1,111	338,8	447,39	0,2683	2,66	1,53	448,92
	2	32,97	1,231	363,4	447,47	0,3209	2,66	0,39	447,86
	3	32,70	1,225	360,2	447,46	0,3188	2,66	0,54	448,00

Из всех рассчитанных вариантов выбрана турбина ПЛД50-В60°-530, т.к. она имеет оптимальную высоту отсасывания КПД.

3.2.2 Расчет металлической спиральной камеры

Для выбранной гидротурбины на чертеже проточной части к ГУХ [В, рисунок В.7] предлагается круглая металлическая спиральная камера с углом охвата $\varphi_{\text{СП}} = 345^\circ$. При ее расчете задаются три главных условия, которым должен подчиняться поток, через нее проходящий:

– обеспечение равномерного распределения расхода по окружности направляющего аппарата;

– обеспечение одинаковой закрутки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом;

– размеры радиальных сечений спиральной камеры подбираются так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

Так, расчет спиральной камеры произведен с учетом условия постоянства момента скорости $v_u r = \text{const}$.

Порядок расчета:

1. Принимается скорость потока во входном сечении для расчетного напора. Принята скорость $v_{\text{вх}} = 5,75 \text{ м/с}$.

2. Определяется площадь входного сечения и его радиус по формулам (3.5) и (3.6) соответственно.

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_{\text{ВХ}}}{v_{\text{ВХ}}}, \quad (3.5)$$

где $Q_{\text{ВХ}}$ – расход через входное сечение спирали, рассчитываемый по формуле (3.7), м³/с.

$$\rho_{\text{ВХ}} = \sqrt{\frac{F_{\text{ВХ}}}{\pi}}, \quad (3.6)$$

где $\rho_{\text{ВХ}}$ – радиус входного сечения спирали, м.

$$Q_{\text{ВХ}} = Q_{\text{Р}} \cdot \frac{\varphi_{\text{СП}}}{360^\circ}, \quad (3.7)$$

где $Q_{\text{Р}}$ – расчетный расход через турбину, м³/с;

$\varphi_{\text{СП}}$ – угол охвата спирали, °.

3. Рассчитывается полная высота статора по формуле (3.8).

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1, \quad (3.8)$$

где H_1 – полная высота статора, м;

$b_1 = b_0 + 0,02$, м;

b_0 – высота направляющего аппарата, м;

h_1 – высота сопряжения колонн статора со спиральной камерой, м.

4. Вычисляется расстояние от оси турбины до центра входного сечения по формуле (3.9).

$$a_{\text{ВХ}} = R_4 + \sqrt{\rho_{\text{ВХ}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \quad (3.9)$$

где $a_{\text{ВХ}}$ – расстояние от оси турбины до центра входного сечения, м;

R_4 – радиус сопряжения колонн статора со спиральной камерой, м.

5. Наружный радиус входного сечения вычисляется по формуле (3.10).

$$R_{\text{ВХ}} = a_{\text{ВХ}} + \rho_{\text{ВХ}}, \quad (3.10)$$

где $R_{\text{ВХ}}$ – наружный радиус входного сечения, м.

6. Далее рассчитывается параметр ω_i/C для входного сечения по формуле (3.11).

$$\frac{\omega_{\text{ВХ}}}{C} = a_{\text{ВХ}} - \sqrt{a_{\text{ВХ}}^2 - \rho_{\text{ВХ}}^2}, \quad (3.11)$$

где $1/C$ – постоянный коэффициент спирали;

$\omega_{\text{ВХ}}$ – отношение $\varphi_{\text{СП}}/360^\circ$.

Тогда значение $1/C$ определится следующим образом:

$$1/C = \frac{\omega_{\text{ВХ}}}{C} \cdot \frac{1}{\omega_{\text{ВХ}}} \quad (3.12)$$

7. Зная значение коэффициента $1/C$, постоянного для всех сечений спирали и задавая ряд значений углов φ_i , последовательно рассчитываются все сечения спирали по формулам (3.13) - (3.16).

$$x = \frac{\omega_i}{C} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \omega_i}{C} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.13)$$

$$a_i = R_4 + x \quad (3.14)$$

$$\rho_i = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} \quad (3.15)$$

$$R_i = a_i + \rho_i \quad (3.16)$$

Данная методика подходит для расчета круглых сечений спирали. Т.к. после определенных значений углов φ_i чтобы расчетные сечения касались статора в заданной точке, часть сечений спирали выполняют эллиптической формы, дальнейший расчет производится по другой методике.

Для расчета эллиптических сечений по полученным данным строится зависимость $R = f(\varphi)$ с конечным значением $(0; D_B/2)$. Далее она интерполируется при помощи средств Excel.

8. Большой радиус эллиптических сечений рассчитывается по формуле (3.17).

$$\rho_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = const, \quad (3.17)$$

где ρ_1 – большой радиус эллиптических сечений, м; $a_k = 35^\circ$.

ρ_1 принимается постоянным для всех эллиптических сечений.

9. Меньший радиус каждого эллиптического сечения рассчитывается по формуле (3.18).

$$\rho_{2i} = \frac{R_i - (R_4 + \rho_1 \cdot (1 - \sin a_k))}{2 \cdot \sin a_k}, \quad (3.18)$$

где ρ_{2i} – меньший радиус любого эллиптического сечения, м;

R_i – наружный радиус расчетного сечения, получаемый с графика зависимости $R = f(\varphi)$ для соответствующего угла φ_i .

После расчета всех сечений по формулам (3.19) - (3.21) соответственно рассчитываются постоянная спиральной камеры и угол потока в спиральной камере.

10. Постоянная спиральной камеры рассчитывается по формуле (3.19).

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot 1/C}, \quad (3.19)$$

где k - постоянная спиральной камеры.

11. Угол потока в спиральной камере находится по формулам (3.20) - (3.21).

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k}, \quad (3.20)$$

где δ – угол потока в спиральной камере, °.

$$\delta = \operatorname{arctg} \left(\frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right), \quad (3.21)$$

Для расчета сечений необходим ряд исходных данных, часть которых находится на ГУХ выбранной турбины, сведенных в таблицу 17.

Таблица 17 – Исходные данные для построения спиральной камеры

η , о. е.	0,9449
N_a , МВт	66,67
H_p , м	32,97
Q_p , м ³ /с	218
D_1 , м	5,300
$\varphi_{СП}$, °	345
b_0 , м	1,988
b_1 , м	2,008
D_a , м	8,130
D_b , м	7,020
D_4 , м	8,530
R_4 , м	4,265
R , м	0,460
h_1 , м	0,440

Результаты расчета спиральной камеры для удобства построения чертежа сведены в таблицу 18.

Таблица 18 - Данные для построения чертежа круглой спиральной камеры

Круглое сечение				
№ сечения	φ , °	a , м	ρ , м	R , м
1	345	7,347	3,404	10,751
2	330	7,242	3,309	10,551
3	315	7,134	3,212	10,346
4	300	7,021	3,111	10,132
5	285	6,908	3,012	9,920
6	270	6,788	2,907	9,695
7	255	6,668	2,803	9,471

Продолжение таблицы 18

Круглое сечение				
№ сечения	$\varphi, ^\circ$	$a, \text{ м}$	$\rho, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
8	240	6,544	2,698	9,242
9	225	6,411	2,587	8,998
10	210	6,276	2,476	8,752
11	195	6,134	2,362	8,496
12	180	5,979	2,241	8,220
13	165	5,817	2,120	7,937
Эллиптическое сечение				
№ сечения	$\varphi, ^\circ$	$\rho_1, \text{ м}$	$\rho_2, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
14	150	2,516	1,779	7,635
15	135		1,585	7,316
16	120		1,378	6,977
17	105		1,159	6,619
18	90		0,928	6,240
19	75		0,683	5,839
20	60		0,425	5,416
21	45		0,153	4,971

Чертеж спиральной камеры в поперечном сечении и в плане приведен в приложении Г.

3.2.3 Выбор маслонапорной установки и системы автоматического управления гидротурбины

Наиболее крупным по габаритам элементом системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин. МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

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

МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов (например, полное закрытие направляющего аппарата турбины после израсходования масла на процесс регулирования). Поэтому объем масловоздушного котла намного превышает объем сервомоторов, обслуживаемых МНУ.

Необходимая МНУ выбирается по номограмме из справочника [6], в зависимости от диаметра РК и максимального напора. Назначена МНУ 8/1-40-8-2 – Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА8/1-40 вместимостью 8

м³, состоящим из одного сосуда на давление 4 МПа (40 кгс); с маслонасосным агрегатом МА8-2, имеющим сливной бак вместимостью 8 м³ с двумя насосами.

Электрогидравлический регулятор выбран типа ЭГРК-150-2. Электрогидравлический регулятор для гидравлических турбин с двумя регулируемыми органами, с гидромеханической колонкой 2-го исполнения с главным золотником диаметра 150 мм.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным [7] серийных типов по расчетным значениям его номинальной мощности и частоте вращения. Номинальная полная мощность гидрогенератора рассчитывается по формуле (3.22).

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.22)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная полная мощность гидрогенератора, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности гидрогенератора (предварительно принимается равным 0,85).

Рассчитывается число полюсов, соответствующее синхронной частоте вращения по формуле (3.23).

$$p = \frac{6000}{n_c}, \quad (3.23)$$

где p – число полюсов.

$$S_{\text{ном}} = \frac{66,67}{0,85} = 78,44 \text{ МВт},$$

$$p = \frac{6000}{125} = 48.$$

По [7] назначен генератор СВ-850/190-48, т.к. его номинальная частота вращения совпадает с синхронной частотой турбины, а активная мощность превышает мощность турбины не более чем на 10%.

3.4 Подъемно-транспортное оборудование

Краном машинного зала выбран мостовой кран грузоподъемностью 400 т в количестве 1 шт. Данный выбор обусловлен числом агрегатов (при $n < 5$ принимается 1 кран) и наибольшей массой монтажного узла – турбины ($m_T \approx 400$ т). Выбор именно мостового крана обусловлен требованием к обслуживанию системы МНУ и колонки ЭГР, а также стремлением уменьшить габариты машинного зала.

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные для проектирования электрической части

Число генераторов, а также некоторые их параметры представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные для курсового проектирования

Генераторы			Система			
Число и мощность, шт.×МВт	$u_{\text{ном}},$ кВ	$\cos \varphi$	$u_{\text{ном}},$ кВ	$S_{\text{к.з}},$ МВА	Протяженность линий связи, км	$\cos \varphi$
3 × 72,5	13,8	0,85	220	150	150	0,85

Помимо указанных в таблице 19 параметров, так же необходимы следующие величины: максимальное число часов использования максимума нагрузки, принимаемое для данного региона равным 4000 ч/год; мощность собственных нужд, относительно установленной мощности станции – 0,01; коэффициент мощности собственных нужд принимается равным коэффициенту мощности генераторов.

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений

Для выбора структурной схемы электрических соединений необходимо определить вид блоков, которые возможно спроектировать, с учетом числа и мощности генераторов, устанавливаемых на Катуньской ГЭС, а также в соответствие с условиями технической надежности, удобства эксплуатации, наибольшей экономической эффективности, безопасности обслуживания, оперативной гибкости.

Для имеющегося состава оборудования возможен выбор схемы с тремя одиночными блоками, представленной на рисунке 4.1, а также с одним одиночным и одним укрупненным блоком, с использованием трехфазного двухобмоточного трансформатора, представленной на рисунке 4.2.

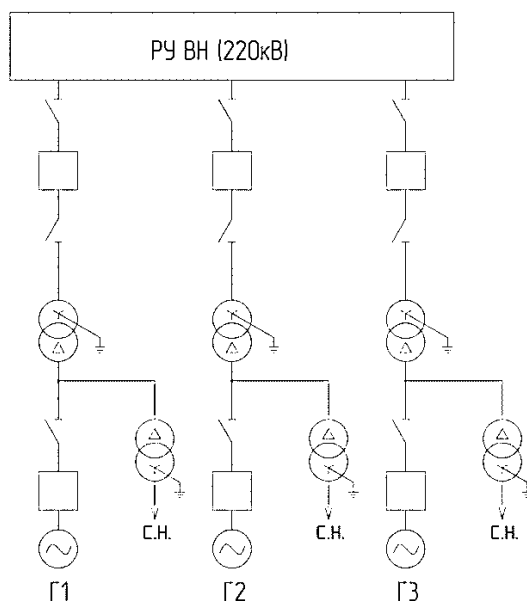


Рисунок 4.1 – Вариант структурной схемы станции с одиночными блоками

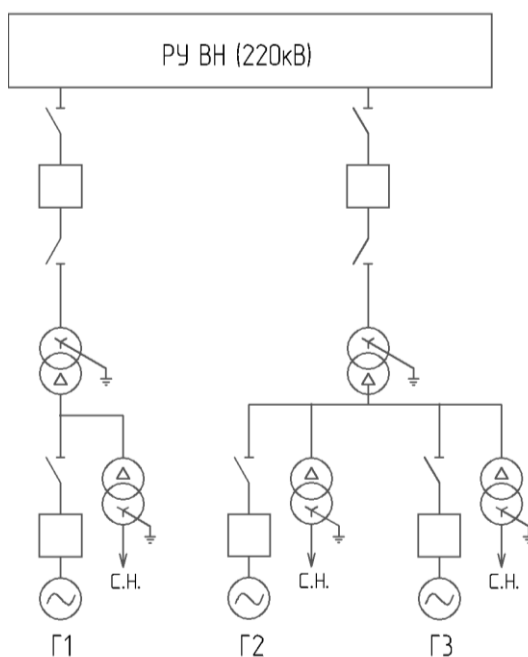


Рисунок 4.2 – Вариант структурной схемы станции с одиночным и укрупненным блоками

4.3 Выбор основного оборудования главной схемы

4.3.1 Выбор синхронных генераторов

В ходе подбора основного энергетического оборудования принят гидрогенератор СВ-850/190-48 со следующими параметрами:

$S_{\text{НОМ}} = 85,5 \text{ МВА}; P_{\text{НОМ}} = 72,5 \text{ МВт}; u_{\text{НОМ}} = 13,8 \text{ кВ}; \eta_{\text{ГЕН}} = 97,5 \text{ \%}; \cos \varphi = 0,85; X'' = 0,23; X' = 0,32; X = 0,87.$

4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

Требуемая мощность блочного трансформатора вычисляется по формуле (4.1).

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = \frac{72,5 - 0,73}{0,85} = 84,4 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная полная мощность блочного трансформатора, МВА;

$P_{\text{уст}}$ – активная установленная мощность генераторов, МВт;

$P_{\text{сн}}$ – активная мощность собственных нужд блока, МВт;

$\cos \varphi_{\text{ген}}$ – коэффициент мощности генератора, о.е.

Выбран трансформатор производства ООО "Тольяттинский Трансформатор": ТДЦ-125000/220, параметры которого представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

Марка	S, кВА	$u_{\text{ВН}}$, кВ	$u_{\text{НН}}$, кВ	$u_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{Х}}$, кВт
ТДЦ-125000/220	125000	242	13,8	11,0	0,55	380	120

Расчет потерь электроэнергии в выбранном трансформаторе производится по методу времени максимальных потерь, с использованием значения времени максимальной нагрузки $T_{\text{max}} = 4000 \text{ ч/год}$ и времени максимальных потерь τ , найденному по формуле (4.2).

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч}, \quad (4.2)$$

Время работы трансформатора:

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

где $t_{\text{раб}}$ – время работы трансформатора в течение года, ч;

μ – частота ремонтов, равная единице;

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

ω – параметр потока отказов трансформатора блока, равный 0,025 1/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728,5 \text{ ч} \quad (4.4)$$

Потери на холостой ход блочного трансформатора за год:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_X \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,12 \cdot 8728,5 = 1047,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Нагрузочные потери блочного трансформатора:

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{84,44}{125} \right)^2 \cdot 2405,3 = 417,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.6)$$

Издержки на потери электроэнергии одиночного блока:

$$I_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\Pi}, \quad (4.7)$$

где I_{Π} – издержки на потери электроэнергии одного блока за год, тыс. руб/год;
 β_1 – стоимость потерь холостого хода, $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб/(МВт·ч);
 β_2 – стоимость нагрузочных потерь, $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб/(МВт·ч).

$$I_{\Pi,Б}^0 = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1047,42 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 417,1 = 10 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.8)$$

Тогда общие издержки на потери в трех трансформаторах:

$$I_{\Pi,ГЭС} = I_{\Pi,Б}^0 \cdot n_T = 10 \cdot 3 = 30,1 \text{ тыс руб/год} \quad (4.9)$$

4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным и укрупненным блоками

Требуемая мощность блочного трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = \frac{72,5 - 0,73}{0,85} = 168,9 \text{ МВА} \quad (4.10)$$

Выбран трансформатор: ТДЦ-200000/220, параметры которого представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

Марка	S, кВА	u _{ВН} , кВ	u _{НН} , кВ	u _{КЗ} , %	I _{XX} , %	ΔP _К , кВт	ΔP _Х , кВт
ТДЦ-200000/220	200000	242	13,8	11,0	0,4	660	130

Потери на холостой ход блочного трансформатора:

$$\Delta W_{XX} = n_T \cdot \Delta P_X \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,13 \cdot 8728,5 = 1134,71 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.11)$$

Нагрузочные потери блочного трансформатора:

$$\Delta W_{\Pi} = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,66}{1} \cdot \left(\frac{168,88}{200} \right)^2 \cdot 2405,3 = 1131,9 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.12)$$

Издержки на потери электроэнергии укрупненного блока:

$$И_{\Pi,Б}^Y = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1134,71 + 0,009 \cdot 1131,9 = 17 \text{ тыс руб/год} \quad (4.13)$$

Тогда общие издержки:

$$И_{\Pi,ГЭС} = И_{\Pi,Б}^0 + И_{\Pi,Б}^Y = 10 + 17 = 27 \text{ тыс руб/год} \quad (4.14)$$

В ходе расчета издержек на потери электроэнергии для схемы с одиночными и с укрупненным блоком была определена экономическая целесообразность применения схемы с укрупненным блоком.

4.3.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Требуемая мощность собственных нужд станции:

$$S_{\text{СН}} = \frac{P_{\text{УСТ}} \cdot 0,01}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = 2559 \text{ кВА} \quad (4.15)$$

На данную мощность выбран трансформатор производства фирмы «СВЭЛ» - ТСЗНС-3200/13,8 – трансформатор трехфазный с естественной воздушной системой охлаждения при защищенном исполнении, с РПН, собственных нужд, мощностью 3200 кВА, с напряжением высшей обмотки 13,8 кВ. Параметры трансформатора указаны в таблице 22.

Таблица 22 – Паспортные данные трансформатора ТСЗНС-3200/13,8

Марка	S, кВА	P, кВт	u _{ВН} , кВ	u _{НН} , кВ	u _{КЗ} , %
ТСЗНС-3200/13,8	3200	2720	13,8	6	6,0

Электрическая схема собственных нужд Катуньской ГЭС выполнена с двумя ступенями напряжения: 13,8/6 кВ и 6/0,4 кВ.

4.4 Выбор числа отходящих воздушных линий и марки их проводов

Количество отходящих линий:

$$n = \frac{P_{\text{УСТ}} - P_{\text{СН}}}{P_{\text{НАТ}} \cdot k / \cos \varphi_{\text{ген}}} + 1, \quad (4.16)$$

где n – число отходящих линий, шт;

$P_{\text{УСТ}}$ – активная установленная мощность ГЭС, МВт;

$P_{\text{СН}}$ – активная мощность собственных нужд, МВт;

$P_{\text{НАТ}}$ – натуральная мощность линии, МВт;
 k – коэффициент приведения, для линии напряжением 220 кВ, равный 1,2, о.е.;
 $\cos \varphi_{\text{ген}}$ – коэффициент мощности гидрогенератора, о.е.

$$n = \frac{217,5 - 2,175}{135 \cdot 1,2 / 0,85} + 1 = 2,13 \approx 3 \text{ шт} \quad (4.17)$$

Рабочий ток одной линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot u_{\text{НОМ}}} = \frac{253,32}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 222 \text{ А} \quad (4.18)$$

Расчетный ток одной линии:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_t, \quad (4.19)$$

где $I_{\text{расч}}$ – расчетный ток линии, А;

$I_{\text{раб}}$ – рабочий ток линии, равный максимальному току, А;

α_I – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки, равный 1,05, о.е.;

α_t – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации, равный 1, о.е.

$$I_{\text{расч}} = 222 \cdot 1,05 \cdot 1 = 233,1 \text{ А} \quad (4.20)$$

Выбор сечения провода производится по методу экономической плотности тока. Для линии напряжением 220 кВ $j = 0,9 \text{ А/мм}^2$. Тогда, суммарное сечение проводов фазы проектируемой ВЛ:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = 233,1 / 0,9 = 259 \text{ мм}^2 \quad (4.21)$$

По полученным данным предварительно принят провод марки АС-240/32. Параметры провода приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Характеристики провода марки АС-240/32

п, шт	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, см/км	$I_{\text{доп}}$, А
3	0,0960	0,429	2,645	605

Проверка провода по перегрузочной способности. Аварийный режим:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot (n-1) \cdot u_{\text{НОМ}}} = \frac{253,32}{\sqrt{3} \cdot (3-1) \cdot 220} = 333 \text{ А} \quad (4.22)$$

В аварийном режиме ток в линии не превышает допустимый. Следовательно, окончательно принят провод АС-240/32.

4.5 Выбор главной схемы

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения.

Капитальные вложения для схемы с одиночными и укрупненным блоком определяются по формуле (4.23).

$$K = K_T \cdot n + K_{сн} \cdot m + K_{круз} \cdot t, \quad (4.23)$$

где K – капитальные вложения, млн. руб;

K_T – стоимость силового трансформатора, млн. руб;

n – количество силовых трансформаторов, шт;

$K_{сн}$ – стоимость трансформатора собственных нужд, млн. руб;

m – количество трансформаторов собственных нужд, шт;

$K_{круз}$ – стоимость ячейки КРУЭ, млн. руб;

t – количество ячеек КРУЭ, шт.

Капитальные затраты для варианта с одиночными блоками (4.24) и с укрупненным блоком (4.25):

$$K^0 = 125 \cdot 3 + 3,2 \cdot 3 + 155,97 \cdot 8 = 1,632 \text{ млрд. руб} \quad (4.24)$$

$$K^y = (125 + 200) + 3,2 \cdot 3 + 155,97 \cdot 7 = 1,426 \text{ млрд. руб} \quad (4.25)$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разницу полных приведенных затрат:

$$З = E \cdot K + И, \quad (4.26)$$

где $З$ – полные приведенные затраты, руб;

E – нормативный коэффициент, равный 0,15, о.е.;

K – капитальные вложения, руб;

$И$ – издержки, руб.

Полные приведенные затраты для варианта с одиночными блоками (4.27) и с укрупненным блоком (4.28).

$$З_{i1} = 0,15 \cdot 1,632 + 30,1 \cdot 10^{-6} = 0,245 \text{ млрд. руб} \quad (4.27)$$

$$З_{i2} = 0,15 \cdot 1,426 + 27 \cdot 10^{-6} = 0,214 \text{ млрд. руб} \quad (4.28)$$

Сравнение полных приведенных затрат для рассматриваемых вариантов:

$$\Delta = \frac{3_{i1} - 3_{i2}}{3_{i1}} \cdot 100, \quad (4.29)$$

где Δ – разница полных приведенных затрат по сравниваемым проектам.

$$\Delta = \frac{0,245 - 0,214}{0,245} \cdot 100 = 12,7\% \quad (4.30)$$

Получена разница 12,7%. Из этого следует, что схема с укрупненным блоком является более экономичной в сравнении со схемой из одиночных блоков.

Так как установленная мощность Катуньской ГЭС на 50% состоит из дублирующей мощности, что определяет периодичность ее работы и загрузку блоков большую часть года схема с одиночными блоками является предпочтительней по условиям надежности работы.

Для дальнейшего расчета принимается схема с тремя одиночными блоками. Принятая структурная схема ГЭС приведена на рисунке 4.3.

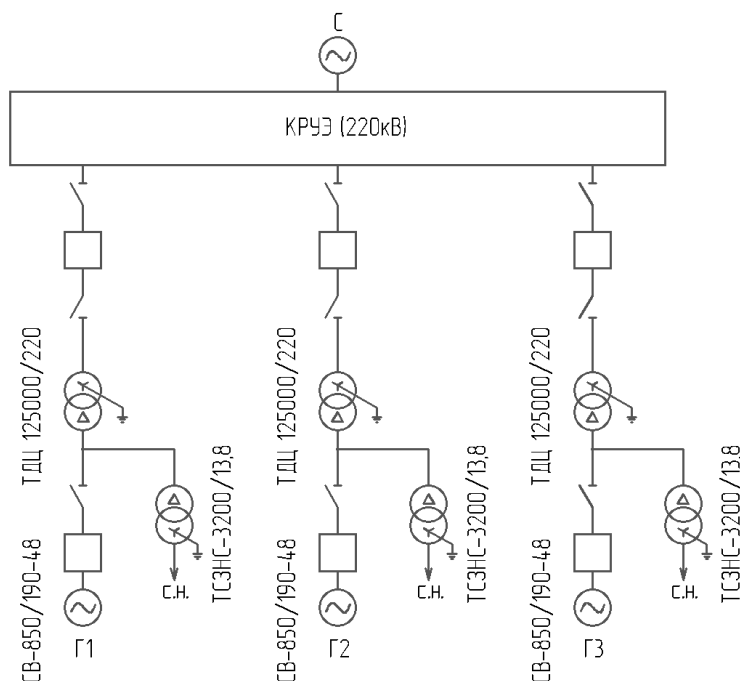


Рисунок 4.3 – Структурная схема размещения с одиночными блоками

4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений распределительного устройства складывается из количества отходящих линий (3 ячейки) и количества блоков (3 ячейки) с учетом резерва (2 ячейки). В силу отсутствия факторов, обуславливающих установку КРУЭ, планируется сооружение ОРУ 220 кВ. В силу небольшого числа

присоединений для РУ ВН принимается схема с двумя рабочими системами шин. Схема представлена на рисунке 4.4.

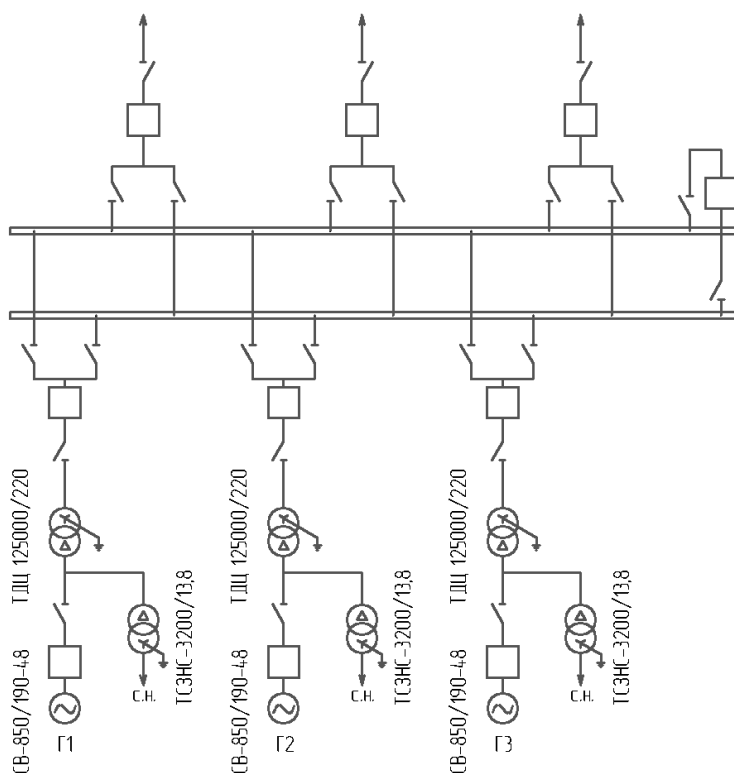


Рисунок 4.4 – Главная схема распределительного устройства высшего напряжения

4.7 Расчет токов коротких замыканий

Для расчета токов короткого замыкания была составлена расчетная схема. Для расчетной схемы вычислены параметры элементов. Далее в программно-вычислительном комплексе (ПВК) RastrWin 3 произведен расчет токов короткого замыкания. Результаты расчета сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Результаты расчета ТКЗ в ПВК RastrWin 3

Вид несимметрии	Точка КЗ	$I_{по}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
Трехфазное КЗ	Генератор Г1	9,70	24,70
	ОРУ – 220 кВ	8,75	13,61
Однофазное КЗ	ОРУ – 220 кВ	13,02	20,25

4.8 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режимов

Для присоединений генераторов наибольший рабочий ток определяется при номинальной мощности и напряжении, сниженном на 5 %.

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{85,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,58 \text{ кА} \quad (4.30)$$

$$I_{\text{р.мах}} = 1,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 3,58 = 3,76 \text{ кА} \quad (4.31)$$

Номинальный ток трансформатора со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{НОМ,тр}} = \frac{S_{\text{НОМ,тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ(ВН)}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,298 \text{ кА} \quad (4.32)$$

Рабочий и максимальный ток линии электропередач:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ(ЛЭП)}}} = \frac{256,5 - 9,6}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,207 \text{ кА} \quad (4.33)$$

$$I_{\text{раб,мах}} = \frac{S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ(ЛЭП)}}} = \frac{256,5 - 9,6}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,310 \text{ кА} \quad (4.34)$$

4.9 Выбор оборудования на генераторном напряжении

На генераторное напряжение был выбран Выключатель генераторный элегазовый ВГГ-15-50/6300 фирмы Электроаппарат и разъединитель рубящего типа, для частых коммутаций РРЧЗ-20/6300. Параметры выключателя и разъединителя представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Параметры коммутационного оборудования

Наименование	Выключатель	Разъединитель
$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{сети}}$	15 кВ	20 кВ
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб}}$	6300 А	6300 А
$I_{\text{н}}, \text{кА}$	50	200
$i_{\text{у}}, \text{кА}$	130	700
$B_{\text{т}} = I_{\text{н}}^2 \cdot (t_{\text{ср}} + t_{\text{рЗА}})$	7500 кА ² ·с	120000 кА ² ·с

4.10 Выбор электротехнического оборудования гидрогенератора

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора. Выбранное оборудование и некоторые его параметры представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Параметры электротехнического оборудования гидрогенератора

Оборудование	Связь	Мощность	Производитель
Ротор			
Автоматический синхронизатор	RS-485	8 Вт	НПП «ЭКРА»
Анализатор качества электроэнергии	RS-485	10 Вт	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		18 Вт	
Статор			
Анализатор качества электроэнергии	RS-485	10 Вт	НПП «ЭКРА»
Релейная защита и автоматика	RS-485	40 Вт	НПП «ЭКРА»
ИТОГО		50 Вт	

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–20–1. Производитель ОАО «Электроцит Самара». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-1 представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–20

Параметры	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{p max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{p,max}} = 3760 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-15. Производитель ОАО «Электроцит Самара». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-15 представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчетные данные	Параметры ТН
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–П1–15 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.11 Выбор оборудования открытого распределительного устройства

Выбраны элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Данные выключателя и разъединителя представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Паспортные данные выключателя и разъединителя ОРУ 220 кВ

Наименование	Выключатель	Разъединитель
$u_{\text{ном}} \geq u_{\text{сети}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	2500 А	1000 А
$I_n, \text{кА}$	50 кА	30
$i_y, \text{кА}$	125 кА	80 кА
$B_t = I_n^2 \cdot (t_{\text{ср}} + t_{\text{рЗА}})$	7500 кА ² ·с	2700 кА ² ·с

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 30.

Таблица 30 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 310,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчетные данные	Параметры ТН
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П1-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

5.1 Состав защит блока

Согласно [8, п. 3.2.72, 3.2.74, 3.2.85, 3.2.86], для ГГ предусматриваются следующие электрические защиты:

- защита от замыканий на землю 100% обмотки статора ГГ;
- продольная дифференциальная защита ГГ от коротких замыканий (КЗ) в обмотке статора ГГ и на его выводах;
- дистанционная защита (ДЗ) от внешних КЗ;
- защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок ГГ;
- защита от симметричных перегрузок статора ГГ;
- защита от перегрузки обмотки ротора ГГ током возбуждения, контроль длительности форсировки;
- защита от повышения напряжения на статоре ГГ;
- защита от замыканий на землю обмотки ротора ГГ;
- защита от асинхронного режима с потерей возбуждения ГГ;
- защита от асинхронного режима без потери возбуждения ГГ;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) ГГ.

5.2 Расчет номинальных первичных и вторичных токов

Для расчета необходимо знать номинальные первичные и вторичные токи со стороны генераторного напряжения ($U_{ГЕН}$).

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{Н}^{(1)} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ГЕН}} = \frac{85500}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3577 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток на генераторном напряжении, приведенный к низшей стороне трансформатора тока (ТТ):

$$I_{Н}^{(2)} = \frac{I_{Н}^{(1)} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТ}} = \frac{3577 \cdot 1}{4000/5} = 4,47 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Так же в расчете необходимы значения первичных и вторичных токов возбуждения ГГ. Требуемая мощность вспомогательного ГГ (ВГ):

$$S_{ВГ,ТРЕБ} = \frac{I_{НОМ,ПОТ}}{1,2255} \cdot U_{НОМ,ПОТ} = \frac{1215}{1,2255} \cdot 285 = 285,56 \text{ кВА.} \quad (5.3)$$

Принят ВГ СВ – 125/30–48 мощностью 300 кВА. Номинальный первичный ток ВГ:

$$I_{\text{НОМ,ВГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ,ВГ}}}{U_{\text{НОМ,РОТ}}} = \frac{300}{0,285} = 1053 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Номинальный ток ВГ, приведенный к низшей стороне ТТ:

$$I_{\text{НОМ,ВГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ,ВГ}}^{(1)} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1053 \cdot 1}{1100/5} = 4,79 \text{ А.} \quad (5.5)$$

5.3 Описание и расчет уставок микропроцессорных электрических защит

5.3.1 Продольная дифференциальная защита обмотки статора ГГ

Продольная дифференциальная защита ГГ является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{СР}} < 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке ГГ и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к ТТ в линейных выводах статора ГГ и к ТТ в нейтральных выводах.

Номинальный ток статора ГГ: $I_{\text{Н}} = 3580 \text{ А}$; коэффициент трансформации ТТ: $k_{\text{ТТ}} = 4000/5 \text{ А}$.

Выбор начального тока срабатывания. Начальный ток срабатывания ($I_{\text{СР,0}}$) определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{СР,0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(НАЧ)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ, о.е.;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ, о.е.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР,0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(НАЧ)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.7)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{СР,0}} = 0,18 \cdot I_{\text{Н}} = 0,805 \text{ А}$.

Выбор коэффициента торможения. Коэффициент торможения $K_{\text{Т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{\text{Т}}$ выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями ТТ при сквозных КЗ.

Максимальный ток небаланса будет протекать в защите при внешнем трехфазном КЗ. Ток небаланса при трехфазном КЗ:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} \quad (5.8)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей тока КЗ, о.е.;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ, о.е.;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ, о.е.;

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения, А.

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,05}{0,23} \cdot 3580 = 16344 \text{ А.} \quad (5.9)$$

Таким образом, согласно (5.8), максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 16343,5 = 1635 \text{ А.} \quad (5.10)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.11)$$

где $I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}}$ – ток трехфазного КЗ на выводах ГГ, А;

$K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надежности, о.е.

Подставив в (5.11) известные значения получим:

$$K_{\text{T}} > \frac{1635 \cdot 2}{16344}, \quad (5.12)$$

$$K_{\text{T}} > 0,2. \quad (5.13)$$

Принимаем уставку $K_{\text{T}} = 0,45$.

Выбор уставки начального торможения. Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{\text{НТ}}^* = \frac{I_{\text{СР}}^*}{K_{\text{T}}} = \frac{0,18}{0,45} = 0,4, \quad (5.14)$$

$$I_{\text{НТ}} = 0,4 \cdot I_{\text{Н}} = 1,79 \text{ А.} \quad (5.15)$$

Выбор тормозного тока защиты. Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. При выборе B должно выполняться условие:

$$B^* \geq \frac{I_{\text{СР}}^*}{K_{\text{T}}} = \frac{0,18}{0,45} = 0,45. \quad (5.16)$$

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

$$B = 1,5 \cdot I_H = 6,71 \text{ А.} \quad (5.17)$$

Выбор уставки токовой отсечки. Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{\text{ОТС}} = (2 \div 12) \cdot I_H$. Принимаем уставку: $I_{\text{ОТС}} = 5 \cdot I_H = 22,35 \text{ А}$. На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты ГГ Катуньской ГЭС.

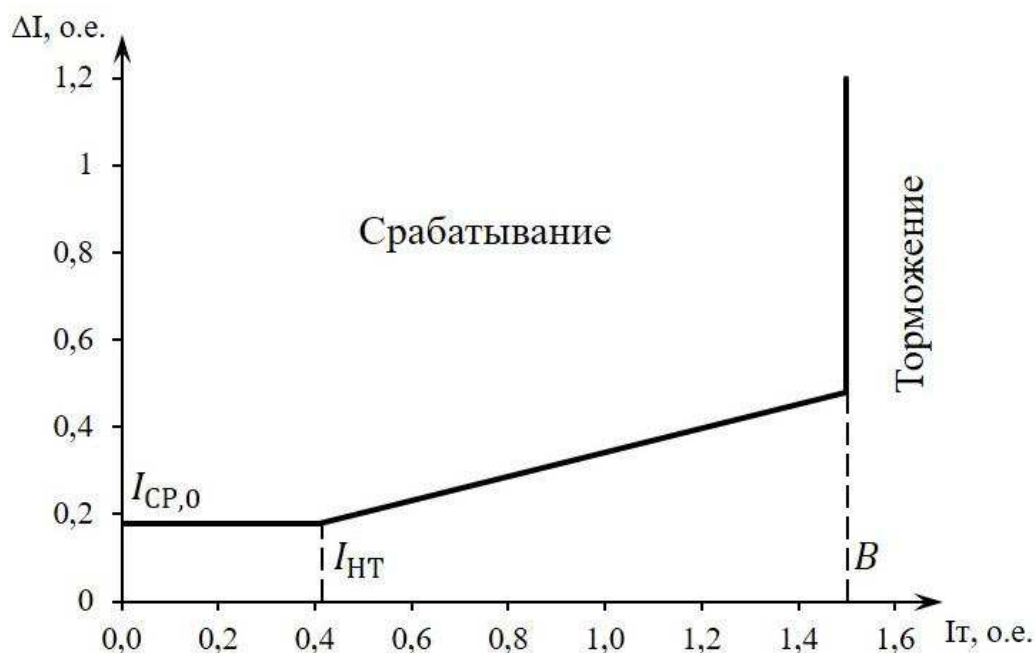


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты ГГ

Защита действует на отключение ГГ, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов (АРЗ) и на пуск системы водяного пожаротушения (СВПТ) ГГ.

5.3.2 Защита от однофазных замыканий на землю обмотки статора

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

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

Напряжение срабатывания (U_{CP}) органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой

последовательности основной частоты, обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0 \text{ Эл.ст.}}$) при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) на стороне ВН. Расчет ($U_{0 \text{ Эл.ст.}}$) выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной [9].

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

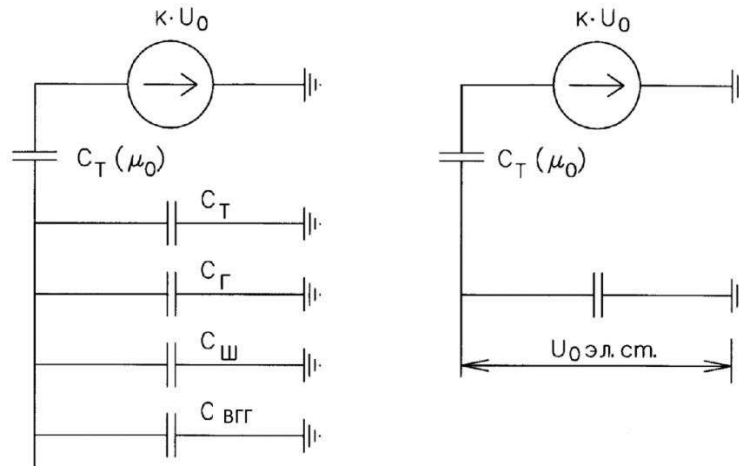


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

На рисунке 2 приведены следующие обозначения:

- $C_{Г}$ – емкость одной фазы обмотки статора ГГ на землю;
- $C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки низшего напряжения (НН) трансформатора на землю;
- $C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
- $C_{ВГГ}$ – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения рассчитана по формуле (5.18).

$$C_{\Sigma} = C_{Т} + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГГ} = 0,009 + 1,07 + 0,008 + 0,45 = 1,537 \text{ мкФ/фазу.} \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_{C} = \sqrt{3} \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot 13800 \cdot 314 \cdot 1,537 \cdot 10^{-6} = 11,54 \text{ А.} \quad (5.19)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах ГГ при ОЗЗ на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_{0} \cdot \frac{C_{Т}(\mu_{0})}{C_{Т}(\mu_{0}) + C_{\Sigma}}, \quad (5.20)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке высшего напряжения (ВН) трансформатора. В соответствии с [9] для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,012$ мкФ/фазу;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при ОЗЗ на стороне высшего напряжения трансформатора.

U_0 рассчитывается по формуле (5.21):

$$U_0 = \frac{U_{НОМ,ВН}/\sqrt{3}}{3} = 46,57 \text{ кВ.} \quad (5.21)$$

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах ГГ при ОЗЗ на стороне 220 кВ по формуле (5.20):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012+1,537} = 180,39 \text{ В.} \quad (5.22)$$

Расчетное значение $U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 180,39 \text{ В.}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения (5.23):

$$U_{СР} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{ТН}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.23)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности, о.е.;

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН, о.е.;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата, о.е.

$$U_{СР} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{13800 \cdot \sqrt{3}}{100}} \cdot 180,39 = 3,58 \text{ В,} \quad (5.24)$$

$$U_{СР} \geq 3,58 \text{ В.}$$

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемая в диапазоне от 5 до 20 В. Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 5,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с, которая действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с с действием на отключение генераторного выключателя, гашение полей ГГ, останов турбины и сброс АРЗ.

Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжения третьей гармоники в нейтрали и на выводах ГГ и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нулевых выводов. Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения K_T регулируется от 1 до 3.

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.25)$$

При $K_T = 1,5$ орган U_{03} работает селективно и защищает 28,6 % обмотки статора со стороны нулевых выводов. Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя ГГ, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

5.3.3 Защита от повышения напряжения

Защита от повышения напряжения (ЗПН) имеет две ступени:
Уставка защиты $U_2 >$ выбирается по формуле (5.26):

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.26)$$

При повышении напряжение на 40% и более защита действует на разгрузку, останов ГГ и гашение полей.

В дополнение к предыдущей ступени на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для защиты ГГ при повышении напряжения на 20% при работе на холостом ходу (ХХ) или при сбросе нагрузки. $U_1 >$ вводится в работу в режиме ХХ ГГ.

Уставка $U_1 >$ рассчитывается по формуле (5.27):

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.27)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи ГГ 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 ГГ и гашение полей.

5.3.4 Защита обратной последовательности

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

Защита реагирует на ток обратной последовательности I_2^* :

$$I_2^* = I_2 / I_H, \quad (5.28)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи ГГ, А;

I_H – номинальный ток ГГ в первичной цепи, А.

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

$$t_{\text{Доп}} = \frac{A}{I_2^{*2}}, \quad (5.29)$$

где $A = 20 \text{ A}^2/\text{с}$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы: сигнальный орган (СО) ($I_{2\text{СИГН}}$), срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку СО: $I_{2\text{СИГН}}^* = 0,07$;

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}} = 0,31 \text{ А}. \quad (5.30)$$

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

Тогда:

$$I_2^* = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.31)$$

Уставка равна:

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.32)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,67 \text{ А}. \quad (5.33)$$

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

$$t_{\text{Доп}} = \frac{20}{0,15^2} = 889 \approx 880 \text{ с}. \quad (5.34)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{I_2^{*2}}, \quad (5.35)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_2^{*2} \cdot t_{\text{СР}}. \quad (5.36)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 32.

Таблица 32 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

I_2^* , о.е.	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	1
t_{CP} , с	500	222	125	80	56	20

Характеристика ИО защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных КЗ (I_2) представлена на рисунке 5.3.

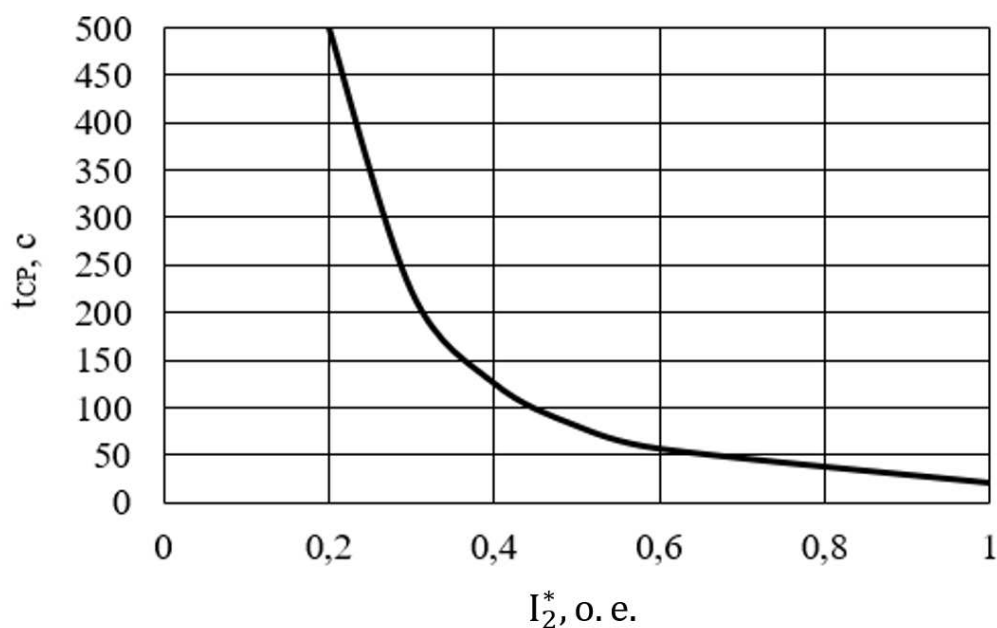


Рисунок 5.3 – Характеристика ИО защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных КЗ (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания ИО время срабатывания принимаем: $t_{мин} = 20$ с, $t_{макс} = 600$ с. ИО имитирует процесс охлаждения статора ГГ после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев ГГ снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100$ с).

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

Ток срабатывания органа ТО определяется из следующих условий:

- из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

- из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на отходящих воздушных линиях (ВЛ);

– из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

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

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X''_{d,\text{ВН}} + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.37)$$

где $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, о.е.;

$X''_{d,\text{ВН}}$ – сверхпереходное сопротивление ГГ по продольной оси, приведенное к стороне ВН, вычисляемое по формуле (5.38), о.е.;

X_{T} – сопротивление трансформатора блока, рассчитываемое по формуле (5.39), о.е.;

$X_{\text{Л}}$ – эквивалентное реактивное сопротивление ВЛ, вычисляемое по формуле (5.40), о.е.

$$X''_{d,\text{ВН}} = X''_d \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,23 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 70,73 \text{ о.е.}, \quad (5.38)$$

где X''_d – сверхпереходное сопротивление обратной последовательности ГГ по продольной оси.

$$X_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{85,5}{125} = 0,075 \text{ о.е.}, \quad (5.39)$$

где $u_{\text{к\%}}$ – напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{\text{б}}$ – базисная мощность, равная номинальной полной мощности ГГ, МВА;

$S_{\text{н}}$ – номинальная полная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{\text{Л}} = X_{0,\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 0,429 \cdot \frac{150}{3} \cdot \frac{85,5}{242^2} = 0,094 \text{ о.е.}, \quad (5.40)$$

где $X_{0,\text{уд}}$ – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина ВЛ, км;

$S_{\text{б}}$ – то же, что в формуле (37);

$U_{\text{б}}$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ.

Зная сопротивления можно рассчитать относительное значение тока при двухфазном КЗ в конце ВЛ 220 кВ по условию (5.37):

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (70,73 + 0,075 + 0,031)} = 0,0054. \quad (5.41)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.З.}^* = 2 \cdot I_{2С.З.}^* \cdot k_T = 2 \cdot 0,0054 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,19 \text{ о. е.} \quad (5.42)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания согласно выражению (5.42):

$$I_{2С.З.} = 0,19 \cdot I_H = 0,85 \text{ А.} \quad (5.43)$$

ТО действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение между шинного выключателя (МШВ), с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей трансформаторов собственных нужд (ТСН), с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя ГГ и гашение полей.

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок гидрогенератора

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмотки статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы: СО, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка СО:

$$I_{СИГН} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.44)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности, о.е.;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата, о.е.

$$I_{СИГН} = 1,07 \cdot I_H = 4,78 \text{ А.} \quad (5.45)$$

Выдержка времени СО: $t = 0,9$ с.

ПО, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск ИО.

Уставка ПО:

$$I_{1ПУСК} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H, \quad (5.46)$$

$$I_{1ПУСК} = 1,1 \cdot I_H = 4,92 \text{ А.} \quad (5.47)$$

ИО срабатывает с зависимой выдержкой времени. Уставка ИО определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 33.

Таблица 33 – Уставка ИО, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

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

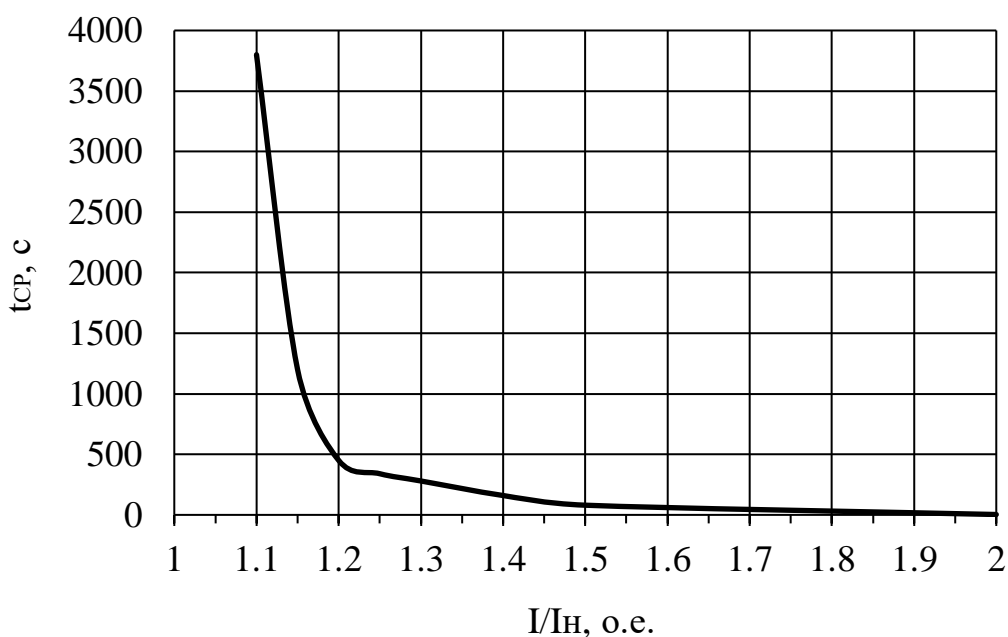


Рисунок 5.4 – Характеристика ИО защиты от симметричных перегрузок (I_1)

ИО защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя ГГ, гашение полей. Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

Орган ТО, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше 150% от номинального, т.к. мощность ГГ не превышает 100 МВт.

Уставка органа ТО:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_N}{0,98} = 1,53 \cdot I_N, \quad (5.48)$$

$$I_{10TC} = 1,53 \cdot I_N = 6,84 \text{ А.} \quad (5.49)$$

ТО выполнена с пуском по минимальному напряжению (ПМН) $U_{\Gamma} <$.
Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{CP}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.50)$$

ТО 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 выключателя ГГ и гашение полей.

5.3.6 Дистанционная защита гидрогенератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным ТТ в нейтрали ГГ и ТН на выводах ГГ. Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

Дистанционная защита (ДЗ) имеет две ступени срабатывания. Сопротивление срабатывания первой ступени (Z_1) выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит ВЛ, 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:

– по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ «Катуньская ГЭС – ПС Бийская»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot \left(Z_{\text{T}} + \frac{Z'_{1\text{Л}}}{K_{\text{Л}}} \right) = 0,8 \cdot \left(51,54 + \frac{64,35}{3} \right) = 58,39 \text{ Ом} \quad (5.51)$$

где $K_{\text{Л}}$ – коэффициент, учитывающий, число параллельных линий, о.е.;

Z_{T} – сопротивление силового трансформатора, приведенное к стороне 220 кВ, вычисляемое по формуле (50), Ом.

$$Z_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{HT}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом.} \quad (5.52)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам ГГ:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{85,5}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{85,5}{242^2} \cdot 64,35 = 0,085 \text{ о.е.} \quad (5.53)$$

Z_1 в первичных омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,085 \cdot 2,23 = 0,19 \text{ Ом,} \quad (5.54)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{85,5} = 2,23 \text{ Ом}$.

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,19 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{13800}{100}} = 1,10 \text{ Ом} \quad (5.55)$$

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя ГГ, гашение полей, останов турбины со сбросом АРЗ.

– Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается $\Delta Z = 33 \text{ Ом/сек}$.

– Сопротивление срабатывания второй ступени (Z_2) выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки ($Z_{НАГР}$) в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_H} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 3580} = 2,22 \text{ Ом}, \quad (5.56)$$

где I_H – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения ГГ ($Z_{НАГР.Ф}$) выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2I_{В.Н.}$) и напряжения на зажимах статора $0,95U_H$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi}^* = \frac{\frac{2 \cdot I_{В.НОМ} - 0,95}{I_{В.Х.Х.}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,99 - 0,95}{0,87} = 3,48, \quad (5.57)$$

где $I_{В.НОМ}/I_{В.Х.Х.}$ – отношение номинального тока возбуждения к току возбуждения ХХ, о.е.;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление ГГ по продольной оси, о.е.

С учетом насыщения машины величина тока статора ГГ в режиме форсировки составит $2,5I_{НОМ}$, соответственно, сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.58)$$

$$\cos \varphi_{НАГР.Ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.59)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 68,9^\circ$.
 Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{II о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.60)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot 2,23 = 0,78 \text{ Ом}. \quad (5.61)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,78 \cdot 4000/5}{13800/100} = 4,52 \text{ Ом}. \quad (5.62)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 4,5 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения:

$$Z_{\text{СМ1}} = 0,15 \cdot 1,1 = 0,17 \text{ Ом}, \quad (5.63)$$

$$Z_{\text{СМ2}} = 0,15 \cdot 4,5 = 0,675 \text{ Ом}. \quad (5.64)$$

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

Вторая ступень действует с выдержкой 8,0 с на отключение МШВ, с выдержкой 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение ГТ и гашение полей. Характеристика срабатывания ДЗ представлена на рисунке 5.5.

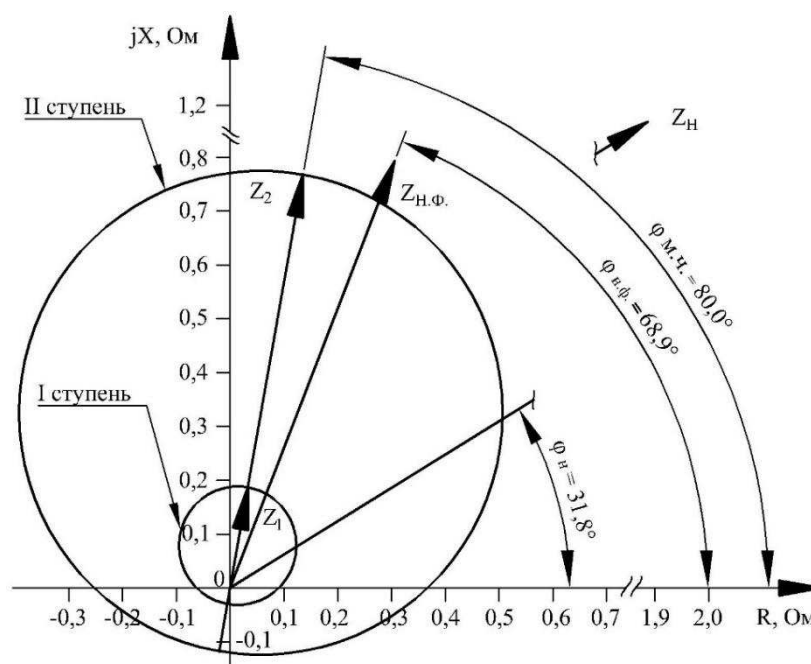


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания ДЗ

5.3.7 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:

– СО, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующей в предупредительную сигнализацию.

Уставка СО:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.65)$$

$$I_{P \text{ СИГН.}} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 5,13 \text{ А.} \quad (5.66)$$

– ПО, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск ИО.

Уставка ПО:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.67)$$

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 5,27 \text{ А.} \quad (5.68)$$

– ИО, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 34), и действующей на отключение выключателя ГГ, гашение полей.

Таблица 34 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Характеристика ИО защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

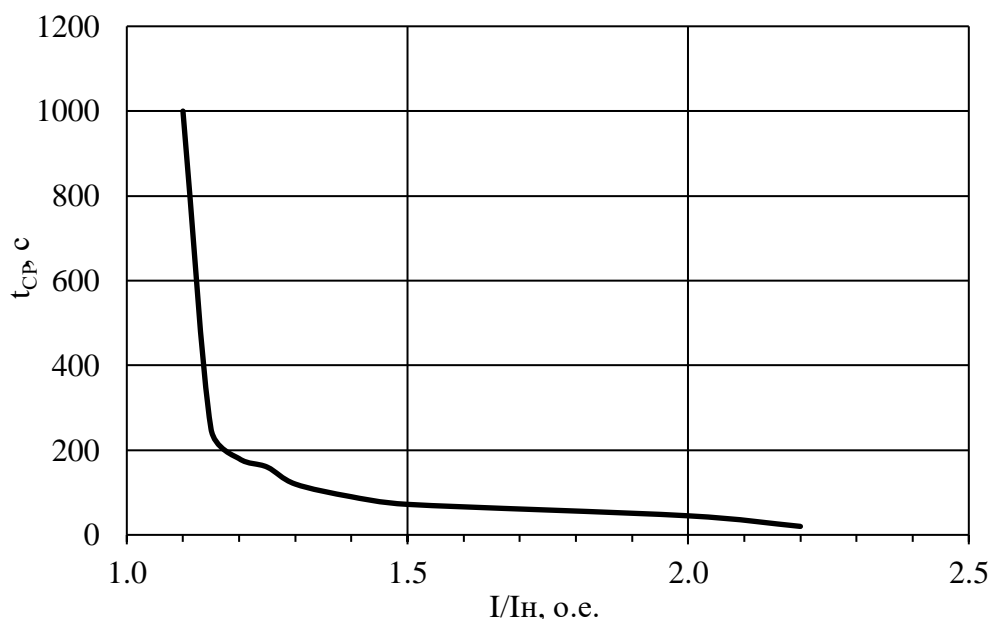


Рисунок 5.6 – Характеристика ИО защиты от перегрузки обмотки ротора

– Орган ТО, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа ТО:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.69)$$

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 10,75 \text{ А.} \quad (5.70)$$

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

5.4 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбран комплекс МП РЗ синхронного генератора, работающего непосредственно на сборные шины или в составе блока серии «Ш2100 14.51х» производства ООО «Релематика».

В состав шкафа входят две одинаковые системы защиты с независимыми оперативными, измерительными и выходными цепями, т.е. реализуется принцип дублирования. Шкаф выполняется на базе терминалов защиты генератора средней и малой мощности типа «ТОР 300 ЗГ 510». Шкаф защиты удовлетворяет требованиям ПУЭ, заводов-изготовителей генераторов, других нормативных документов и изготавливается по согласованному проекту.

Уставки МП электрических защит сведены в [Д, таблица Д.1]. Матрица отключений представлена в [Д, таблица Д.2].

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла

В состав сооружений проектируемого Катуньского ГУ входит: здание гидроэлектростанции (ГЭС) приплотинного типа, бетонная водосбросная плотина, станционная часть плотины, глухие правобережная, левобережная и русловая бетонные плотины.

В соответствии с [10] проектируемый ГУ:

– в зависимости от высоты и типа грунта оснований относится к III классу ГТС;

– в зависимости от назначения и условий эксплуатации относится к III классу ГТС;

– в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий относится к II классу ГТС.

Окончательно принимается – II класс ГТС.

В силу небольшой ширины створа (~200 м) возводимая плотина будет полностью бетонной.

Здание ГЭС будет приплотинным, машинный зал расположится у правого берега реки, так как правый берег положе левого и на нем достаточно места для расположения монтажной площадки. Так же существует грунтовая дорога, что упростит подвоз строительных материалов и оборудования к створу.

На правом берегу будет построено открытое распределительное устройство – ОРУ-220 кВ. Расположение машинного зала со стороны правого берега уменьшит требуемую длину перекидок.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

Так как возводимая плотина будет иметь небольшую высоту ($H_p = 35$ м), располагается в широком ущелье, в основании плотины находится скала, принято решение о возведении бетонной гравитационной плотины.

Вариант возведения арочной плотины не рассматривается, т.к. со стороны левого берега имеется лог, следовательно нагрузки, передаваемые плотиной на левый берег, могут привести к его обрушению.

Для определения и дальнейшего уточнения размеров плотины производится гидравлический расчет.

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

В соответствие с методикой, изложенной в [11, стр. 9] отметку гребня бетонной плотины (ГБП) можно рассчитать по формуле 1.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.1)$$

где ∇ ГБП – отметка гребня бетонной плотины, м;
 ∇ НПУ – отметка нормального подпорного уровня, м;
 $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, м;
 Δh_{set} – высота ветрового нагона волны, м;
 a – конструктивный запас, для ГТС II класса составляет 0,7 м.
 Для определения $h_{1\%}$ рассчитываются величины

$$\frac{gL}{V_w^2} \text{ и } \frac{gt}{V_w}, \quad (6.2)$$

где L – длина разгона волны, м;
 t – время развития волн на водохранилище, в курсовом проекте принимаемое равным 6 ч;
 V_w – скорость ветра, м/с.
 Рассчитав получили:

$$\frac{gL}{V_w^2} \approx 44 \text{ и } \frac{gt}{V_w} \approx 8829.$$

Зная эти величины из графика [12, Приложение А, рисунок А.1] по верхней огибающей, для глубоководной зоны, находятся величины:

$$\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,013 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,3.$$

По полученным значениям рассчитываются величины $\bar{h} = 0,8$ м и $\bar{T} = 3,2$ с. Вычисляется средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,2^2}{2 \cdot 3,14} = 5,0 \text{ м} \quad (6.3)$$

Полученное значение нужно проверить по условию (6.4).

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d, \quad (6.4)$$

где d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, м.

$$0,5 \cdot 5,0 = 2,5 \text{ м.}$$

$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{Дно}}{2} = \frac{482 - 446}{2} = 18 \quad (6.5)$$

Таким образом, условие (6.4): $18 > 2,5$ – выполняется.
 По формуле (6.6) определяется высота волны 1% обеспеченности.

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.6)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [12, Приложение А1, рис.А.2], равный 2.

$$h_{1\%} = 0,8 \cdot 2 = 1,6 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона вычисляется по формуле (6.7).

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha, \quad (6.7)$$

где k_w – коэффициент рассчитываемый по 8;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра, равный 0° .

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7} \quad (6.8)$$

Получим:

$$k_w = 24,6 \cdot 10^{-7},$$

$$\Delta h_{set} = 24,6 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{24^2 \cdot 2570}{9,81 \cdot 18} \cdot \cos 0^\circ = 0,0 \text{ м,}$$

$$\text{тогда } \nabla \text{ГБП} = 482 + 1,6 + 0,7 = 484,3 \text{ м.}$$

6.2.2 Гидравлические расчеты

Гидравлические расчеты производятся с целью определения ширины водосливного фронта, размеров водосливных отверстий, отметки гребня водослива (ГВ), формы сопряжения бьефов.

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Для проведения расчета необходимо найти расчетный расход для основного расчетного случая Q_p . Количество ГА определяется в зависимости от их числа и при $n_{\text{ГА ГЭС}} \leq 6$ составляет $(n_{\text{ГА}} - 1)$. Таким образом, число агрегатов, участвующих в пропуске расхода для расчетного случая составит 2.

Так как ГА позволяют пропускать расходы при уровне верхнего бьефа (УВБ) от УМО до НПУ, ограничение для агрегатов по напору нет. Получим расчетный расход:

$$Q_p = 3285 - 2 \cdot 202 = 2880 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Ширину водосливного фронта B можно определить по формуле (6.9).

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.9)$$

где B – ширина водосливного фронта, м;

q_b – удельный расход на водосливе, определится как $1,25 \cdot q_p$, м³/с.

Удельный расход на рисберме q_p определится как произведение $h_{НБ} \cdot [v_h]$. Допустимая скорость на рисберме $[v_h]$ для скального грунта, залегающего в основании, составляет 5,5 м/с. Глубина воды в НБ $h_{НБ}$ определяется через известную кривую связи нижнего бьефа и составляет 5,54 м. Тогда расчетная ширина водосливного фронта:

$$B_{\text{расч}} = \frac{2880}{1,25 \cdot 5,5 \cdot 5,54} = 76 \text{ м.}$$

Так как ширина водосливного фронта состоит из одинаковых по ширине пролетов, она округляется в большую сторону до целого числа, следовательно принимается $B = 80$ м. Учитывая стандартный ряд ширины одного пролета, принимается ширина $b = 16$ м и число пролетов $n = 5$ шт.

После расчета поверочного случая с расходом $Q_{\text{макс пов}} = 3895$ м³/с получили расчетную ширину водослива $B_{\text{расч пов}} = 78$ м. После округления получим $B = 80$ м.

6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитаем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяем напор на гребне водослива для основного и расчетного случаев.

Для дальнейших расчетов принято значение стандартной высоты $H_{\text{ст}} = 7,0$ м.

Отметку гребня водослива $\nabla_{ГВ}$ можно рассчитать по формуле (6.10).

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{\text{ст}}. \quad (6.10)$$

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{\text{ст}} = 482 - 7 = 475 \text{ м.}$$

6.2.2.3 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля производится в соответствие с методикой, изложенной в [11, стр. 13-14].

Используя проектный напор на водосливе, равный стандартному, полученному в предыдущем пункте, определим координаты безвакуумного

водослива с оголовком профиля А [14, таб. 6-12]. Рассчитанные координаты водослива представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Координаты профиля водослива

$x \cdot H_{ст}, м$	$y \cdot H_{ст}, м$
0,0	0,882
0,7	0,252
1,4	0,049
2,1	0,000
2,8	0,042
3,5	0,189
4,2	0,420
4,9	0,700
5,6	1,022
6,3	1,386
7,0	1,792
7,7	2,247
8,4	2,758
9,1	3,325
9,8	3,948

По полученным координатам предварительно построен профиль оголовка водослива, представленный на рисунке 6.1.

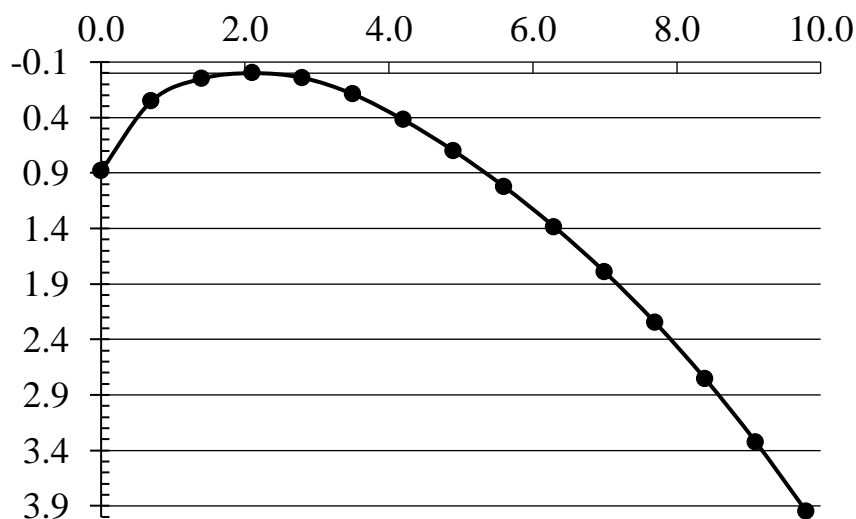


Рисунок 6.1 – Профиль оголовка водослива

Для сопряжения водосливной грани с уступом и носком-трамплином необходимо назначить радиус сопряжения R . Этот радиус назначается в зависимости от высоты водосливной плотины $p_B = 29$ м и напора на водосливе $H_{ст} = 7$ м по [14, таблица 6-14]. В рассчитываемом случае $R = 14,45$ м.

Далее рассчитывается отметка гребня быка:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6H_{ст} = 475 + 1,6 \cdot 7 = 486,2 \text{ м.}$$

В ходе гидравлического расчета были получены следующие отметки:

отметка гребня бетонной плотины – $\nabla_{ГБП} = 484,3 \text{ м}$;

отметка гребня быка – $\nabla_{ГБ} = 486,2 \text{ м}$.

Из полученных, как проектная отметка гребня сооружений напорного фронта принята отметка гребня быка $\nabla_{ГБ} = 486,2 \text{ м}$.

Рассчитаем высоту плотины:

$$h = \nabla_{ГБП} - \nabla_{Дно} = 486,2 - 446,0 = 40,2 \text{ м.}$$

6.2.2.4 Гашение энергии способом свободного отброса струи

В соответствие с [15, таблица 9] зная высоту плотины $h = 40,2 \text{ м}$ и отношение ширины створа к высоте плотины $l_{ch}/h \approx 5$ в качестве гасителя энергии потока в НБ принимается отброс струи посредством носка-трамплина.

Необходимо рассчитать параметры носка-трамплина таким образом, чтобы яма размыва, образующаяся в НБ, не оказывала негативного воздействия на устойчивость бетонной плотины. Дальность отброса струи определяют следующие параметры:

- превышение отметки ВБ над отметкой носка-трамплина;
- высота уступа над дном реки;
- угол наклона поверхности трамплина к горизонту.

Отметка уступа назначается выше $\nabla_{УНБ_{пов}} = 452,06 \text{ м}$ на $1,44 \text{ м}$ и принимается равной $\nabla_{носка} = 453,5 \text{ м}$.

Дальнейший расчет производится в соответствие с методикой, приведенной в [11, стр. 20-23].

Для определения дальности отлета струи от плотины до входа в воду НБ необходим ряд параметров:

- угол схода струи с трамплина α , принят равным 30° ;
- коэффициент скорости потока φ по [14, таблица 9-10] принят $0,98$;

$$Z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{расч}} = 482,0 - 451,54 = 30,46 \text{ м};$$

$$Z_1 = Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{носка} = 482,0 - 453,5 = 28,5 \text{ м};$$

- коэффициент аэрации потока k_a , определяемый через число Фруда.

Для расчета числа Фруда необходимо найти скорость потока на носке v_H и высоту потока на носке h_H :

$$v_H = 0,98 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 28,5} = 23,2 \text{ м/с},$$

$$h_H = 41/23,2 = 1,78 \text{ м},$$

$$Fr = \frac{23,2^2}{9,81 \cdot 1,78} = 30,86.$$

Для чисел Фруда $Fr < 35$ $k_a = 1$. Рассчитаем Дальность отлета струи L :

$$L = 1 \cdot 28,5 \cdot 0,98^2 \cdot \sin 60^\circ \left(\left(1 + \left(\frac{30,46}{28,5} - 1 \right) \frac{1}{0,98^2 \cdot \sin^2 30^\circ} \right)^{0,5} + 1 \right) = 50,6 \text{ м.}$$

Полученное расстояние отлета струи можно считать безопасным, т.к. выполняется условие $L > 0,6Z_0$.

Далее рассчитываются параметры ямы размыва. Для определения глубины ямы размыва требуется найти $t = \nabla_{\text{НБ}} - \nabla_{\text{дна ямы размыва}}$:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{30,86}) \cdot \sqrt{30,86} \cdot \sqrt[4]{\frac{5,54}{1}} \cdot 1,78 = 17,59 \text{ м,}$$

тогда

$$h_{\text{раз}} = 17,9 - 6,0 = 12 \text{ м.}$$

Для определения расстояния от плотины до центра ямы размыва необходимо рассчитать $\text{tg } \alpha_1$:

$$\text{tg } \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,78 \cdot \cos 30^\circ + 7,5 - 5,54)}{23,2^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,682,$$

тогда искомое расстояние L_1 :

$$L_1 = 49,8 + \frac{17,9}{0,666} = 76,4 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва по течению реки рассчитывается через критическую глубину:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2880^2}{(80 + 4 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,79 \text{ м,}$$

тогда длина ямы размыва:

$$b_p = 2,5 \cdot 4,79 + 3,7 \cdot 12 = 56,4 \text{ м.}$$

Ширина ямы размыва по дну примерно равна 12 м. Уклон верхового откоса принимается равным 1:2,2, а низового 1:1,5.

6.2.2.5 Сброс полезного объема водохранилища

Расчетные расходы могут быть сброшены через поверхностный водосброс, т.к. отметка гребня водослива находится ниже отметки УМО.

6.3 Конструирование плотины

Так как плотина стоит на скальном основании из практики проектирования принимаем профиль, с вертикальной напорной гранью, без фундаментной плиты. Заложение на данном этапе принимаем 0,7. Величина заложения может быть скорректирована после расчетов устойчивости плотины.

Секционные швы в бетонных плотинах на скальном основании рекомендуется делать на расстоянии не более 20 м.

Ширина блока плотины принята равной 19 м. Температурные швы принимаем шириной 0,75 см, на расстоянии 3 м от лицевых граней. Внутри тела плотины толщина шва принята 0,2 см.

Разрезка водосливной плотины швами производится по оси быков. Быки разрезные. Толщина быков 3 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму. Быки выдвигаются в ВБ.

Для отделения водослива от здания ГЭС водосливная плотина размещается на расстоянии 2-х секций от здания ГЭС. Так же устраивается отдельный устой. Высота устоя составляет 25 м.

Вдоль напорной грани плотины предусматривается дренаж в виде вертикальных скважин – дрен, имеющих выход в продольные галереи. Диаметр скважин 15 см, расстояние между осями дрен – 3 м.

Расстояние от напорной грани до дренажа определяется из условия (6.11)

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,m}}, \quad (6.11)$$

где H_d – высота над расчетным сечением, м;

γ_n – коэффициент надежности, в соответствие с принятым классом, равен 1,20;

$I_{кр,m}$ – критический средний градиент напора, для бетона плотины равный 25.

Правая часть условия для рассчитываемого случая составляет 2,1 м. Существует ограничение для $a_{др} \geq 2$ м, следовательно, назначаем $a_{др} = 2,1$ м.

В теле плотины предусматриваются продольные и поперечные галереи. Ширина галерей – 2 м, высота – 3 м. По высоте располагаются через 15 м. Так, галерея, находящаяся выше галерей для устройства дренажа и цементационной завесы, обеспечивает самотечный отвод фильтрационных вод в НБ.

Галереи, устраиваемые для цементации основания, создания и восстановления вертикального дренажа принимаются по ширине равные 3 м, по высоте – 4 м, что обеспечит транспортировку и работу бурового, цементационного и др. оборудования.

6.4 Конструирование элементов подземного контура плотины

Применение цементационной завесы обусловлено скальными грунтами, слагающими основание.

Толщина завесы определяется по формуле (6.12).

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{кр,т}} \quad (6.12)$$

В соответствие с [14, таблица 5] ΔH_3 можно найти, используя коэффициент $H_{ас}/H_d = 0,4$ и зная наибольший действующий напор расчетного случая $H_d = 35$ м. Получим:

$$\delta_3 > \frac{35 \cdot 0,4 \cdot 1,20}{15} = 1,12 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы примем равным $l_3 = 2,8$ м. Глубину завесы примем равной $h_3 = 28$ м. Цементационная завеса устраивается одним рядом скважин, расстояние между которыми составляет 2,5 м.

Для скального грунта выполним вертикальный дренаж с диаметром скважин 150 мм, с шагом 2 м. Глубину скважин примем равной половине глубины завесы $h_{др} = 14$ м.

Расстояние между цементационными и дренажными скважинами принимаем равным 4 м. Отвод воды из дренажной галереи в НБ производится посредством насосов.

6.5 Фильтрационные расчеты подземного контура

Подземный контур плотины включает в себя цементационную завесу и вертикальный скважинный дренаж. Фильтрационный расчет производится для расчетного случая, когда УВБ соответствует отметке НПУ, в НБ минимальный уровень – при пропуске санитарного расхода.

Для построения эпюры необходимо найти напор на цемзавесе и дренаже. Для этого воспользуемся [15, таблица 5, рис.7]. Из таблицы выбираем для основного сочетания нагрузок, гравитационных плотин без полостей у основания, 2 класса значения отношений: $H_{ас}/H_d = 0,4$ и $H_{др}/H_d = 0,15$. Зная эти отношения получим величины напора на цемзавесе и дренаже: $H_{ас} = 15,2$ м, $H_{др} = 5,7$ м. Зная эти величины можем построить эпюру противифильтрационного давления.

6.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.6.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчет основных нагрузок производится для основного расчетного случая при НПУ в ВБ и минимальном УНБ. Т.к. плотина имеет сплошное поперечное сечение нагрузки собираются на 1 п.м. длины плотины.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле, предложенной в [11, стр. 42, формула (7.2)]. Площадь сечения плотины $S_{пл} = 595,75 \text{ м}^2$. Зная площадь сечения, можно вычислить вес погонного метра плотины:

$$G_{пл} = \frac{595,75 \cdot 16 \cdot 24}{16+3} = 12040,42 \text{ кН/м.}$$

Площадь поперечного сечения быка $S_б = 903,36 \text{ кН/м}^2$. Тогда вес погонного метра:

$$G_б = \frac{903,36 \cdot 3 \cdot 24}{16+3} = 3423,26 \text{ кН/м.}$$

Далее, по формуле Березинского определяется вес затвора. Для определения веса необходимо знать площадь затвора, которая определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} f &= b \cdot (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) = \\ &= 16 \cdot (483,13 - 475 + 0,5) = 138,08 \text{ м}^2 \end{aligned} \quad (6.13)$$

Зная площадь, рассчитаем вес затвора на 1 п. м.:

$$Q_з = 0,055 \cdot 138,08 \cdot 9,81 \cdot \sqrt{138,08} = 875,44 \text{ кН.}$$

$$q_з = \frac{875,44}{16+3} = 46,08 \text{ кН/м.}$$

6.6.1.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления определим по формулам гидравлики, предложенным в [11, стр. 43-44]. Для расчета необходимо найти некоторые дополнительные величины:

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 482 - 444 = 38 \text{ м,}$$

$$h_2 = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{под} = 446,46 - 444 = 2,46 \text{ м.}$$

Зная h_1 и h_2 можем рассчитать горизонтальные составляющие сил гидростатического давления с верхнего и нижнего бьефов:

$$T_{\text{в}} = \frac{10 \cdot 38^2}{2} = 7220,00 \text{ кН/м},$$

$$T_{\text{н}} = \frac{10 \cdot 2,46^2}{2} = 30,26 \text{ кН/м}.$$

6.6.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Подожва плотины плоская, следовательно эпюра взвешивающего давления будет иметь форму прямоугольника. Равнодействующую взвешивающего давления можно определить как произведение удельного веса воды на площадь эпюры:

$$W_{\text{взв}} = B_d \cdot h_2 \cdot \gamma_{\text{в}} = 29,54 \cdot 2,46 \cdot 10 = 726,68 \text{ кН/м}.$$

6.6.1.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления строится по данным, полученным в [п. 6.5]. Площадь эпюры фильтрационного давления $S_{\text{эп,ф}} = 190,70 \text{ м}^2$. Тогда ее равнодействующая:

$$W_{\text{ф}} = 190,70 \cdot 10 = 1907,0 \text{ кН/м},$$

6.6.1.5 Давление грунта

Рассчитаем величину равнодействующей давления наносов и активного давления грунта со стороны верхнего бьефа. Для расчета давления наносов, пользуясь [11, Приложение Б] примем некоторые параметры грунта наносов: $\gamma_{\text{н}} = 11 \text{ кН/м}^3$, $h_{\text{н}} = 2 \text{ м}$, $\varphi_{\text{н}} = 21^\circ$. Тогда давление наносов:

$$p_{\text{н}} = 11 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2(45 - 21/2) = 10,4 \text{ кН/м}^2.$$

Зная давление наносов, можем рассчитать равнодействующую на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = 10,4 \cdot 2/2 = 10 \text{ кН/м}.$$

Эпюра активного давления будет иметь форму трапеции. Расчет произведен по методике изложенной в [11, стр. 46-47, формулы 7.20-7.25]. В расчете угол внутреннего трения грунта $\varphi_{\text{гр}} = 37^\circ$. Давление грунта в точке на границе слоя наносов и грунта:

$$p'_{\text{гр}} = 11 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2(45 - 37/2) = 5,47 \text{ кН/м}^2.$$

Для расчета давления в нижней точке грунта необходимо найти удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = 20,5 - (1 - 0,25) \cdot 10 = 13 \text{ кН/м}^3,$$

$$p''_{\text{гр}} = (11 \cdot 2 + 13 \cdot 2) \cdot \text{tg}^2(45 - 37/2) = 11,92 \text{ кН/м}^2.$$

Численное значение равнодействующей активного давления на 1 п.м. соответствует площади эпюры активного давления:

$$E_{\text{ав}} = 17,39 \text{ кН/м.}$$

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа будет иметь эпюру форме прямоугольного треугольника и на уровне подошвы определится следующим образом:

$$p''_{\text{пн}} = 13 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2(45 - 37/2) = 104,30 \text{ кН/м}^2,$$

тогда равнодействующая на 1 п.м.:

$$E_{\text{пн}} = 104,3 \cdot 2/2 = 104,3 \text{ кН/м.}$$

6.6.1.6 Волновое давление

Равнодействующую волнового давления приближенно определим по формуле Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,6 \cdot \left(\frac{5}{3,14} + \frac{1,61}{2} \right) = 19,17 \text{ кН/м,}$$

6.6.2 Оценка прочности плотины

Оценка прочности плотины произведена по методу предельных состояний первой группы. Так как плотина имеет высоту менее 60 м расчет прочности выполнен методом сопротивления материалов при учете противодействия только по контакту бетона с основанием без учета температурных воздействий.

В работе оценка общей прочности произведена в сечении на уровне подошвы плотины. Для оценки общей прочности плотины в ней определены напряжения, которые были проверены по соответствующим критериям прочности. Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины выполнен в соответствии с методикой, изложенной в [11, стр. 48-51]. Расчет нагузок представлен в таблице 36.

Таблица 36 – Расчет нагрузок, действующих на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	7220,00	12,67	91477,40
T_H	1,0	←	30,26	0,82	24,81
$G_{пл}$	0,95	↓	11438,40	3,56	40720,70
$G_б$	0,95	↓	3252,10	6,46	21008,54
$q_з$	0,9	↓	41,47	12,60	522,50
$W_{взв}$	1,0	↑	726,68	0,00	0,00
W_ϕ	1,0	↑	1907,00	7,70	14683,90
E_H	1,2	→	12,47	2,67	33,30
$E_{ав}$	1,2	→	20,86	0,88	18,36
$E_{пн}$	0,8	←	83,44	0,67	55,90
$W_{волн}$	1,0	→	19,17	37,80	724,49
			$\Sigma \uparrow \downarrow = 12098,28$		$\Sigma = 44604,98$

Расчет крайевых напряжений для верховой и низовой граней произведен последовательно для каждого типа напряжений:

$$\sigma_y^u = -\frac{12098,28}{29,54} + \frac{6 \cdot 44604,98}{29,54^2} = -102,86 \text{ кПа},$$

$$\sigma_y^t = -\frac{12098,28}{29,54} - \frac{6 \cdot 44604,98}{29,54^2} = -716,26 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^u = -102,86 \cdot 0^2 - 10 \cdot 38 \cdot (1 - 0^2) = -380 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^t = -716,26 \cdot 0,933^2 - 10 \cdot 2,46 \cdot (1 - 0,933^2) = -626,68 \text{ кПа},$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 38 - 102,86) \cdot 0 = 0 \text{ кПа},$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 2,46 - 716,26) \cdot 0,933 = 645,31 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 38 = -380 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^t = -380 \cdot (1 + 0,933^2) + 10 \cdot 2,46 \cdot 0,933^2 = -1318,33 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^u = -102,86 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 38 \cdot 0^2 = -102,86 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 2,46 = -24,60 \text{ кПа}.$$

Эпюры рассчитанных нагрузок и направления их действия представлены в [Е, рисунок Е.1].

6.6.3 Критерии прочности плотины и ее основания

После расчета краевых напряжений проверено выполнение следующих критериев:

– во всех точках плотины расчетное сопротивление бетона сжатию не должно быть ниже наибольших сжимающих напряжений:

$$\frac{\gamma_n \gamma_{lc} |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} \leq R_b, \quad (6.14)$$

$$1582 \text{ кПа} \leq 2800 \text{ кПа}.$$

Для проверки прочности плотины по условию (6.14) предварительно принят бетон В5. Окончательно принят класс бетона В15.

– проверка отсутствия растягивающих напряжений на верховой грани плотины:

$$\sigma_y^u \leq 0, \quad (6.15)$$

$$-102,86 \text{ кПа} \leq 0.$$

Условие (6.15) выполняется. В зоне верховой грани должно выполняться условие:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.16)$$

$$102,86 \text{ кПа} \geq 95 \text{ кПа}.$$

6.6.4 Обоснование устойчивости плотины

Расчет устойчивости бетонной плотины на скальном основании производится по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига, проходящих по контакту бетон-скала и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту.

Условие, определяющее устойчивость плотины при поступательной форме сдвига:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.17)$$

где R – сила, сопротивляющаяся сдвигу, кН/м;

γ_c – коэффициент условий работы, равный 0,95, о.е.;

F – сдвигающая сила, кН/м;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, равный 1, о.е.;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, равный 1,2, о.е.

Для расчета силы сопротивления необходимы следующие параметры скалы основания:

– угол внутреннего трения φ и $\operatorname{tg} \varphi = 0,64$;

– сцепление $c = 77$ кПа.

Сила сопротивления сдвигу вычислена по [11, (7.53)]:

$$R = (12040,42 + 3423,26 + 43,08 - 1907,0 - 726,68) \cdot 0,64 + 83,44 \cdot 0,7 + 77 \cdot 29,54 = 10075,89 \text{ кН/м.}$$

Сдвигающая сила вычислена по [11, (7.54)]:

$$F = 7220,0 - 30,26 + 19,17 + 12,47 + 20,86 = 7242,24 \text{ кН/м.}$$

Подставив в (6.17) найденные величины получили:

$$1,32 \geq 1,2.$$

Полученный коэффициент надежности удовлетворяет условию (6.17), при этом он не превышает коэффициент надежности по ответственности более чем на 10 %.

7 Охрана труда, пожарная безопасность, охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Согласно федеральному закону "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция) безопасность гидротехнических сооружений Катуньского гидроузла обеспечивается в процессе проектирования, строительства, капитального ремонта, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений.

Сведения о гидротехнических сооружениях Катуньской ГЭС после окончания их возведения вносятся в Российский регистр гидротехнических сооружений после утверждения декларации безопасности гидротехнического сооружения. При внесении в Регистр сведений о гидротехнических сооружениях Катуньского гидроузла ему присваивается II класс опасности – гидротехническое сооружение высокой опасности.

В соответствии с федеральным законом "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция) обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

В процессе строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений Катуньского гидроузла необходимо выполнять следующие требования для обеспечения их безопасности:

- обеспечить техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнических сооружений, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности

гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и эксплуатацией объектов ниже и выше гидротехнического сооружения;

- обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения, а также правил его эксплуатации, требования к содержанию которых устанавливаются федеральными органами исполнительной власти в соответствии с их компетенцией;

- развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;

- систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;

- обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;

- создавать финансовые и материальные резервы, предназначенные для ликвидации аварии гидротехнического сооружения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации для создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

- организовывать эксплуатацию гидротехнического сооружения в соответствии с разработанными и согласованными с федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, правилами эксплуатации гидротехнического сооружения и обеспечивать соответствующую обязательным требованиям квалификацию работников;

- создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы оповещения;

- содействовать федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, в реализации их функций;

- совместно с органами местного самоуправления информировать население о вопросах безопасности гидротехнических сооружений;

- финансировать мероприятия по эксплуатации гидротехнического сооружения, обеспечению его безопасности, а также работы по предотвращению и ликвидации последствий аварий гидротехнического сооружения;

- 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;

– осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям;

– обеспечивать внесение в Регистр сведений о гидротехническом сооружении;

– обеспечивать проведение аттестации работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом.

Работники, в том числе руководители, в целях подтверждения знания обязательных требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений обязаны не реже одного раза в пять лет проходить аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических сооружений. Аттестация работников по вопросам безопасности гидротехнических сооружений проводится в объеме требований к обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

7.2 Охрана труда

7.2.1 Общие положения

Согласно СТО 70238424.27.140.012-2011 «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования» все работники ГЭС, а также работники подрядных организаций, привлекаемых для работ на территории ГЭС, должны знать и выполнять требования СТО 70238424.27.140.012-2011, а также соответствующие требования в области охраны труда (правил безопасности).

Сооружения и оборудование Катуньской ГЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда. При этом обязательно предусматривается защита работников и в зонах возможного затопления ГЭС. На случаи возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к реализации предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС. Для таких случаев должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала.

Для Катуньской ГЭС должны быть разработаны схемы и пути эвакуации работников из зон расчетно-возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения. Экспликация планы эвакуации должны быть вывешены на видных местах. Экспликация при отключении основного освещения должны подсвечиваться от резервных автономных источников питания. Эвакуационные выходы должны быть оснащены видимыми при

отключении основного освещения водонепроницаемыми указателями с автономными источниками питания.

Безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. При этом в помещениях должны быть предусмотрены расчетно-необходимые запасы питьевой воды, СИЗ и дыхательных смесей, соответствующее обустройство санитарно-бытовыми устройствами и дистанционными средствами связи.

На Катуньской ГЭС и должны обеспечиваться:

- контроль соблюдения требований СТО 70238424.27.140.012-2011, требований инструкций по охране труда;

- проведение инструктажей и тренировок для отработки навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, а также навыков по закрытию вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

На Катуньской ГЭС должны обеспечивать контроль и систематические проверки:

- соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности;

- знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике;

- знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- соблюдения работниками норм охраны и безопасности труда;

- правильным, по назначению, использованием работниками предохранительных приспособлений, спецодежды и других в зависимости от характера выполняемых работ.

На Катуньской ГЭС должен быть оборудован кабинет или уголок охраны труда и безопасности с дидактическими и иллюстративными материалами по тематике охраны труда и безопасного производства работ.

На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии.

7.2.2 Требования к персоналу

Весь персонал Катуньской ГЭС должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в

зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы.

Обеспечение средствами индивидуальной защиты (специальной одеждой, специальной обувью, средствами защиты головы, лица, рук, глаз, органов дыхания и слуха) работников соответствующих профессий и должностей с учетом особенностей и условий выполняемых ими работ, должно осуществляться согласно коллективному договору, но в не меньших номенклатуре, объемах и сроках пользования, определенных государственными правилами и нормами обеспечения работников этими средствами индивидуальной защиты.

Средства индивидуальной защиты должны применяться работником в четком соответствии с указаниями и инструкциями их изготовителей. При неиспользовании СИЗ по назначению, работник не допускается к работе.

Проверка знаний по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве должна проводиться при периодической проверке знаний правил и инструкций по охране труда и безопасности.

Ежегодно, с применением современных тренажеров, должно проводиться обучение персонала приемам реанимации, отработка навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления или обрушения грунта, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, безопасных помещений, способных защитить работников в случае затопления помещений здания ГЭС, по закрытия вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования пожарной безопасности

Основы пожарной безопасности в Российской Федерации законодательно закреплены в Федеральном законе от 21.12.1994 № 69-ФЗ. Требования к пожарной безопасности изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние Катуньской ГЭС возлагается на руководителя станции.

Катуньская ГЭС должна быть оборудована системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель Катуньской ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

– установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;

– назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

– о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

– обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

– обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

– организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

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

В обязанности оперативного персонала входит:

– при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений;

– известить руководство гидроэлектростанции;

– обесточить электрооборудование в зоне пожара;

– выдать письменный допуск для тушения пожара;

– организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

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

Все работники Катуньской ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальную подготовку;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверку знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения

Объектами водяного пожаротушения Катуньской ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Повреждение в генераторах, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания и осуществляют пуск автоматической системы пожаротушения. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей 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 достаточно высокая надежность работы этих устройств.

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

Кабельные сооружения Катуньской ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковые устройства. Каждый объект оснащается системой пожарного

обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.3.3 Пожарная безопасность аккумуляторных установок

На двери помещения аккумуляторной должны быть нанесены соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Катуньский гидроузел расположен в Республике Алтай на реке Катунь в 15 км выше по течению от села Еланда, в Чемальском районе.

Катунь берет начало на южном склоне Катунского хребта у подножия горы Белухи, у южной оконечности ледника Геблера. Длина реки - 688 км. В створе проектируемой Катуньской ГЭС водосборная площадь представляет среднегорье и высокогорье, преобладающий характер долины – все более широкое развитие террас. Площадь водосборного бассейна составляет 60 900 км². Ширина реки до 70 м, глубина до 7 м.

В бассейне реки насчитывается более 800 ледников общей площадью 625 тыс. км², поэтому ледниковое питание играет существенную роль. Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется продолжительным половодьем в весенне-летний и летне-осенний периоды и очень малым стоком в зимний период. Замерзает в верховьях в декабре, в низовьях — в конце ноября, вскрывается в первой половине апреля.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с неустойчивой зимой и жарким летом. Средняя годовая температура воздуха составляет +8,7°С, абсолютный минимум -33°С, абсолютный максимум +40°С. Годовая сумма осадков около 555 мм (от 321 до 760 мм).

Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорий населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, а также необеззараженные сточные воды, который сбрасывает в воды реки самый крупный в республике мясокомбинат.

Растительность территории в районе строительства Катуньской ГЭС преимущественно представлена лиственными породами. Берега реки, имеющие большой уклон не покрыты растительностью. В логах и местах с небольшим уклоном имеются ленточные сосновые боры.

В районе площадки строительства Катуньского ГУ богатство фауны также объясняется разнообразием ландшафта. Высоко в горах обитают орлы-беркуты, для которых добычей служат мыши, суслики и сурки. В таежных районах водятся россомахи, бурые медведи, лоси, рыси, горностаи, бурундуки, белки, кроты, зайцы, соболи.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: перевязка, выдра, белка-летяга, филин, сапсан и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Катуньского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Катунь на участке строительства Катуньской ГЭС представлены следующими видами: лещ, плотва, судак, стерлядь, щука и т.д. В соответствии с постановлением правительства Российской Федерации от 28.02.2019 № 206 «Об утверждении Положения об отнесении водного объекта или части водного объекта к водным объектам рыбохозяйственного значения и определении категорий водных объектов рыбохозяйственного значения» река Катунь на рассматриваемом участке относится к водному объекту II категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Катунь необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

7.4.2 Охрана окружающей среды в период строительства

При строительстве Катуньского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка для эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

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

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Катунь в нижнем бьефе Катуньского гидроузла;

– формирование нового гидробиологического режима и изменение биологической продуктивности водного объекта из-за смены речного типа экосистемы на озерный.

В соответствии с требованиями СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» от 01.07.1985 в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- произвести очистку территории от остатков строений и мусора;
- вывезти нечистоты из уборных, бытовые отходы;
- произвести санитарную очистку территорий животноводческих объектов;
- произвести засыпку искусственных углублений и тампонаж скважин;

Помимо этого, требуется произвести очистку ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

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

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

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

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» от 01.07.1985, в соответствии с которыми:

– разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

– состав и объемы работ по подготовке ложа водохранилища и зоны затопления определяются в разделе "Санитарно-технические условия по подготовке ложа водохранилища", представляемого на согласование в составе материалов по выбору площадок для строительства;

– мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ. Указанные материалы должны приводиться в соответствующих разделах проекта. работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть

закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

- мероприятия, предусмотренные проектом для достижения нормативных показателей качества воды в водохранилище и нижнем бьефе, должны осуществляться с опережением сроков возведения основных гидротехнических сооружений и завершиться до начала заполнения водохранилища.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефах), подтопления и берегообрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП П-60-75 «Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов» и СНиП 2.06.15-85 «Инженерная защита территории от затопления и подтопления».

В СанПиН 3907-85 указываются следующие мероприятия по санитарной подготовке территории затопления:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, подлежащих выносу, а также мест массивного загрязнения;

- очистка от древесной и кустарниковой растительности;

- мероприятия в местах захоронений;

- подготовка прибрежных участков водохранилищ около населенных пунктов – санитарных зон.

В санитарную очистку территории включается:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;

- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке;

- санитарная очистка территории животноводческих объектов, а также предприятия по хранению и обработке сырья животного происхождения, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, проводится следующим образом: навоз, навозные стоки и мусор обеззараживаются одним из методов, предусмотренных Общесоюзными нормами технологического проектирования систем удаления, обработки, обеззараживания, хранения, подготовки и использования навоза и помета (ОНТП17-81), после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля; почва животноводческих помещений, загонов,

выгульных дворов и др. прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двутрети основной соли гипохлорита кальция (ДТС ГК) или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления, подтопления и берегообрушения и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м;

– очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом;

– очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов;

– скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие) как функционирующие, так и нефункционирующие попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

При подготовке ложа водохранилища к затоплению будет производиться очистка от древесной и кустарниковой растительности. Лесосводка будет производиться в объеме порядка 74 тыс. м³. Лесочистка будет производиться в объеме порядка 46,3 тыс. м³.

Так как в зону затопления не попадают места захоронений, населенные пункты, предприятия и др. сооружения, подлежащие выносу, в мероприятиях по их санитарной очистке нет необходимости.

На берегу водохранилища после его затопления будет находиться 1 существующий ныне населенный пункт – пос. Бийка, возле которого необходимо подготовить санитарную зону, протяженностью около 4 км.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО 2020 – 8 22 201 01 21 5. Масса отходов (M) может быть рассчитана по формуле (7.1):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³;

$q = 1,8\%$ – удельный норматив образования отходов, %;

$\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$ – плотность бетона, т/м^3 .

Объем бетонных работ для Катуньской ГЭС составляет 221619 м^3 , тогда, согласно (7.1), масса отходов составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{221619 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 9973 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО 2020 – 4 61 010 01 20 5. Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением Ж РДС 82-202-96. Норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т;

q – удельный норматив образования, %;

$\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$ – удельный вес арматуры, т/м^3 .

Количество арматуры, укладываемой в бетон при строительстве Катуньской ГЭС, составляет 3945 т. Тогда, согласно формуле (7.2), масса отходов арматуры составит:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{3945 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 78,9 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 9973 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 78,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Катуньского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

2. выбросами в атмосферу от:

– периодического опробования дизель – генераторов;

– сварочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

– окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3. образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4. 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:

1. регулирование водным режимом водотока;
2. очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4. при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 4 км от Катуньской ГЭС ниже по течению находится населенный пункт – с. Еланда, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» от 25.09.2007 требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СанПиН 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения» от 14.03.2002 требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Катунь от сбросов Катуньской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны (ЗСО) источников питьевого водоснабжения села Еланда, в пределах промплощадок объектов Катуньской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Производство электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Возведение ГЭС предполагает реализацию определенных этапов проекта, таких как: земляные, бетонные, строительные работы, монтаж, пуско-наладочные испытания и пуск в работу оборудования.

С учетом календарного плана и года начала производства ЭЭ объемы реализации ЭЭ в первые годы эксплуатации представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Оценка объемов реализации электроэнергии в 2024-2027 гг.

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта			
		2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	200	200	200	200
Число часов использования установленной мощности	Часы	5067	5067	5067	5067
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1013400	1013400	1013400	1013400
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	10134	10134	10134	10134
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1003266	1003266	1003266	1003266
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1143	1175	1206	1235
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб	1146,7	1178,8	1209,9	1239,0
НДС к выручке	млн. руб	191,1	196,4	201,6	206,5

По полученным в ходе расчета данным видно, что при неизменном объеме реализуемой электроэнергии в первые годы эксплуатации, происходит рост выручки от продажи электроэнергии. Рост выручки связан с ростом прогнозной цены на ЭЭ. Рост цены связан с неизбежным процессом инфляции национальной валюты.

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия (ЕСУ) предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный периоды планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро»,

дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы гидроузла в первые годы эксплуатации представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Эксплуатационные расходы гидроузла в первые годы эксплуатации

Наименование	Ставка, тыс. руб/МВт	Сумма, млн. руб
Расходы на оплату труда	255,2	51,05
Прочие	274	54,81
Итого по ГЭС	529,2	105,86

Удельные значения расходов на ремонт оборудования для новых объектов генерации в проценте от величины инвестиций (в ценах базового года) представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Удельные значения расходов на ремонт

Удельные расходы на ремонт, в различные этапы жизненного цикла проекта (по годам), %			
2020 - 2024	2025 - 2034	2035 - 2044	2045 - 2050
0,060	0,090	0,140	0,200

Рассчитываются расходы на услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с ЕСУ. Результат расчета представлен в таблице 40.

Таблица 40 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн. руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135380 руб/МВт	27,081
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб/МВт·ч	1,895
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб/МВт·ч	0,549
Итого	-	29,526

Налог на воду в расчете на 1 МВт·ч для Катунь составляет 4,8 руб/тыс. кВт·ч. Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Текущие затраты по гидроузлу в 2024-2027 гг.

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн. руб	22,4	28,1	28,1	28,1	22,4
Расходы на страхование, млн. руб	9,0	10,8	10,8	10,8	9,0
Эксплуатационные затраты, млн. руб	89,0	105,8	105,8	105,8	89,0
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб	0,56	1,01	1,01	1,01	0,56
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб	24,8	29,5	29,5	29,5	24,8
Налог на воду, млн. руб	6,2	8,2	8,2	8,2	6,2
Итого, млн. руб	152,1	183,6	183,6	183,6	152,1

Из таблицы 41 видно, что текущие затраты в первые годы эксплуатации практически не изменяются. Затраты представляют собой статью расходов строящейся ГЭС. Снижение затрат позволит увеличить прибыльность проекта, что повысит его рентабельность.

Для визуализации и простоты восприятия табличных данных по структуре текущих затрат построена круговая диаграмма, представленная на рисунке 8.1.

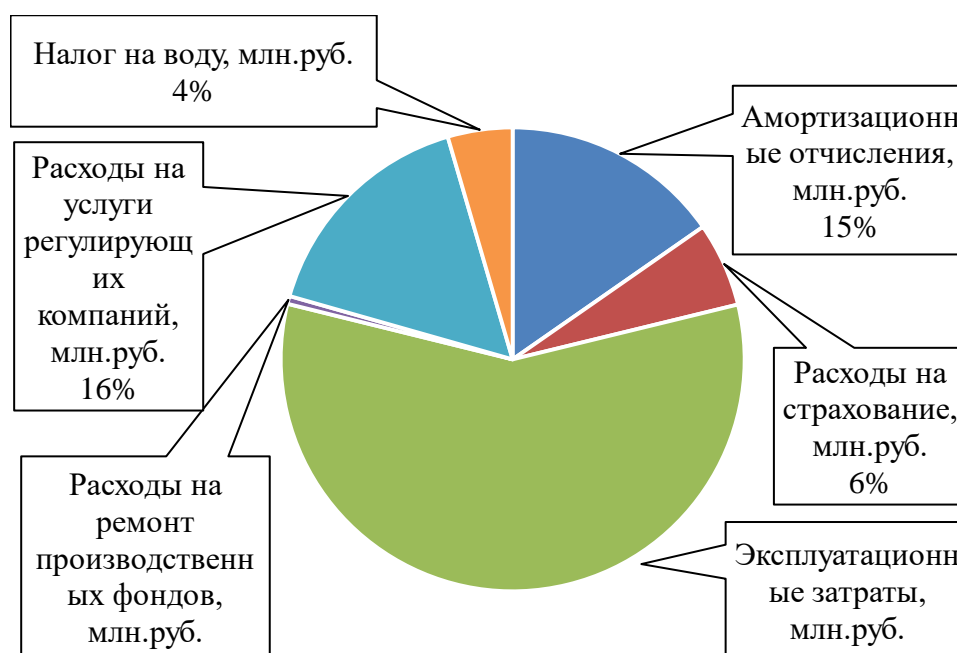


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

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 %;
- Налог на добавленную стоимость (НДС) – 20 %;
- Взносы в социальные фонды – 34 %;
- Налог на имущество – 2,2 %;
- Налог на воду на 1 МВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Налоговые расходы в 2024-2027 гг.

Наименование	Год реализации проекта			
	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн. руб	207,7	328,2	340,4	349,1
НДС, млн. руб	32,6	348,6	357,8	366,4
Взносы в социальные фонды, млн. руб	11,5	9,8	6,6	6,6
Налог на имущество, млн. руб	15,9	25,4	23,3	22,7
Итого, млн. руб	267,7	712,3	728,3	745,0

Из результатов расчета налоговых расходов видно, что налоги составляют значительную статью расходов ГЭС. Налоговые расходы превышают эксплуатационные практически в 3 раза.

В структуре налоговых расходов преобладают НДС и налог на прибыль, составляющие 96 % всех налоговых расходов. Снижение уровня налоговых ставок соответствующих налогов приведет к увеличению чистой прибыли предприятия, что позволит предприятию снизить срок окупаемости, увеличить индекс прибыльности и получать в будущем дополнительные средства на различные нужды.

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи ЭЭ генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и ее себестоимостью. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 43.

Таблица 43 – Годовая прибыль в 2024-2027 гг.

Наименование	Год реализации проекта			
	2024	2025	2026	2027
Выручка (нетто), млн. руб	1715,6	2096,7	2151,7	2203,1
Текущие расходы, млн. руб	152,1	183,6	183,6	183,6
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн. руб	1422,7	1739,0	1784,8	1827,6
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн. руб	1333,9	1648,5	1706,2	1749,6
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб	233,2	329,7	341,2	349,9
НОРАТ (чистая прибыль), млн. руб	1100,7	1318,8	1364,9	1399,7
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20

Из таблицы 43 видно, что после выхода на работу с полной установленной мощностью наблюдается рост абсолютной величины прибыли, обусловленный наличием степени инфляции. Для наглядности построен график прибыли, представленный на рисунке 8.2.

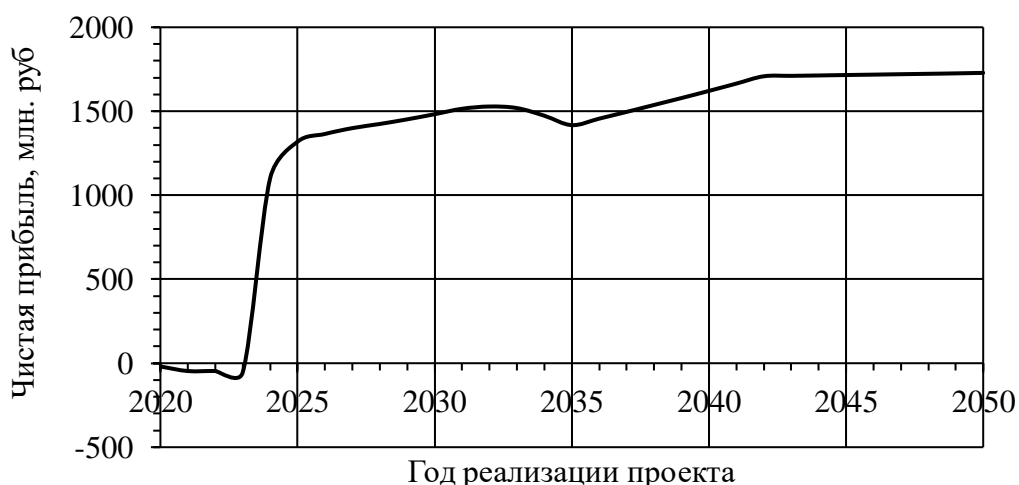


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту

8.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert о балансе наличности строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 8.3. На график нанесены данные из календарного плана, указывающие на момент начала указанного этапа.

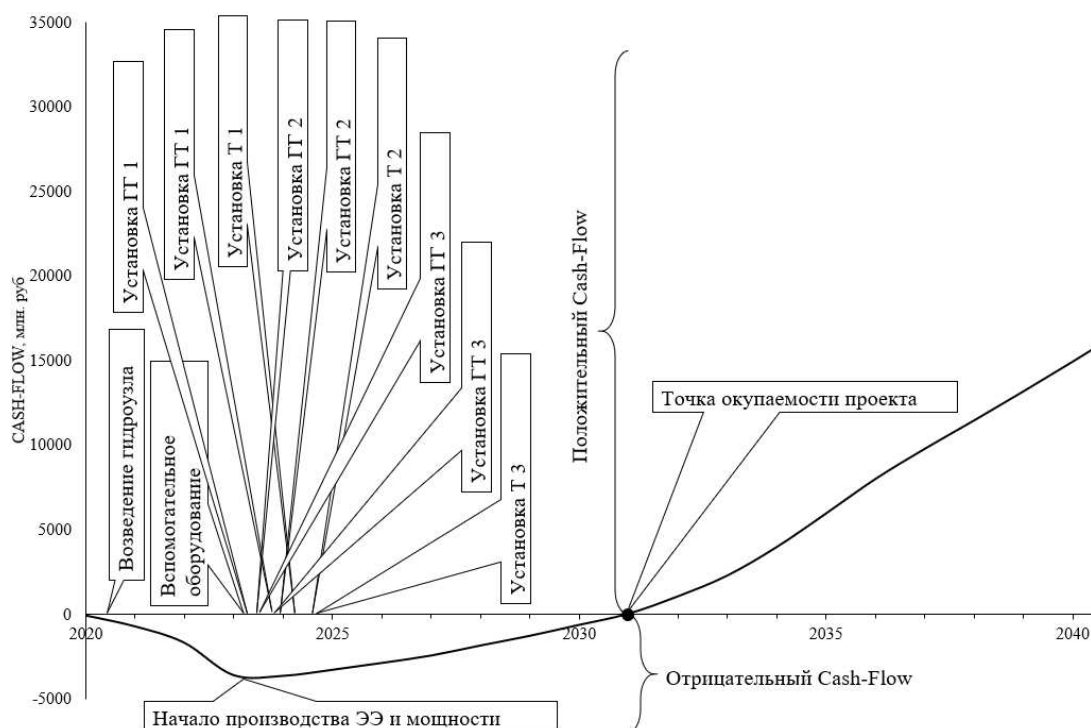


Рисунок 8.3 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из графика видно, что до начала производства ЭЭ и мощности денежный поток отрицательный. Это связано с тем, что на строительство и установку оборудования первой очереди требуются материальные средства, но прибыль еще отсутствует. Так же необходимо выплачивать заработную плату персоналу и платить некоторые налоги.

После начала производства ЭЭ и мощности прибыль начинает покрывать текущие затраты и возвращать затраты за предыдущие периоды.

Точка окупаемости указывает на момент времени, когда денежные средства от реализации проекта начинают возвращать заемные, инвестированные в проект капиталы. После выплаты всех заемных и пр. средств проект начнет приносить прибыль.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно ЕСУ.

8.4.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта. К таким показателям относятся:

- Чистый дисконтированный доход;
- Индекс прибыльности;
- Срок окупаемости;
- И т.д.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Катуньской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;
- используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года;
- предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта является расчет показателей, представленных в таблице 44.

Таблица 44 – Показатели эффективности реализации проекта «Катуньская ГЭС на реке Катунь»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	138
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	2419,3
Индекс прибыльности – PI, руб	1,79
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	17,3
Себестоимость ЭЭ, руб/кВт·ч	0,81
Удельные капиталовложения, руб/КВт	66300

По данным таблицы 44 видно, что проект окупается в течение 11,5 лет. На конец расчетного периода доход, приведенный к периоду начала строительства, составит 2,4 млрд. руб.

Индекс прибыльности инвестиций показывает, что проект окупает инвестированные средства и увеличивает их в 1,79 раза. Внутренняя норма рентабельности показывает, что проект окупит себя при ставке дисконтирования 17,3 %, но не более того.

Удельные капиталовложения на строительство Катуньской ГЭС ниже статистических.

8.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений величина которых показана в таблице 45.

Таблица 45 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты в 2024-2027 гг.

Наименование	Год реализации проекта			
	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн. руб	246,6	685,3	706,6	724,0
В региональный бюджет, млн. руб	16,0	25,5	23,4	22,8
Итого налоговых поступлений, млн. руб	262,6	710,7	730,0	746,7

Строительство Катуньской ГЭС обеспечит постоянный приток финансовых средств, как в федеральный, так и в региональный бюджет.

Несмотря на небольшую долю налоговых поступлений в региональный бюджет относительно поступлений в федеральный, для бюджета Республики Алтай Катуньская ГЭС станет одним из наиболее значимых, если не самым значимым, промышленным предприятием, выплачивающим налоги в региональный бюджет.

8.5 Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности проекта выполняется для определения чувствительности проекта к изменению внешних экономических условий. В данном проекте рассматриваются изменения индекса прибыльности проекта в зависимости от изменения:

- ставки налогообложения;
- цены сбыта ЭЭ;
- ставки дисконтирования.

Проанализируем график изменения индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки налогообложения, представленный на рисунке 8.4.

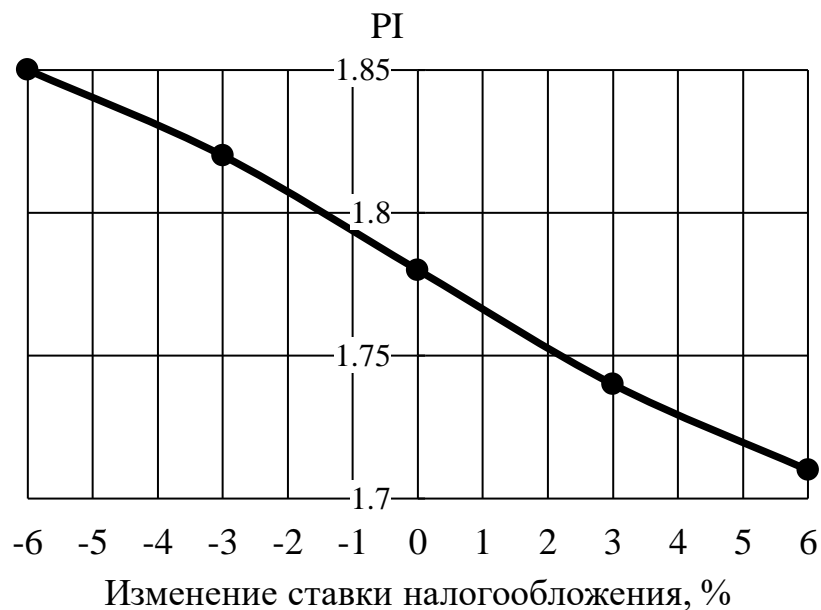


Рисунок 8.4 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки налогообложения

Из графика 8.4 видно, что при снижении ставки налогообложения происходит предсказуемый рост прибыльности проекта, т.к. отток средств снижается. При увеличении ставки налогообложения происходит отток средств а, следовательно, и снижение получаемой прибыли, которое приводит к уменьшению индекса прибыльности.

Проанализируем график изменения индекса прибыльности в зависимости от изменения цены сбыта ЭЭ, представленного на рисунке 8.5.

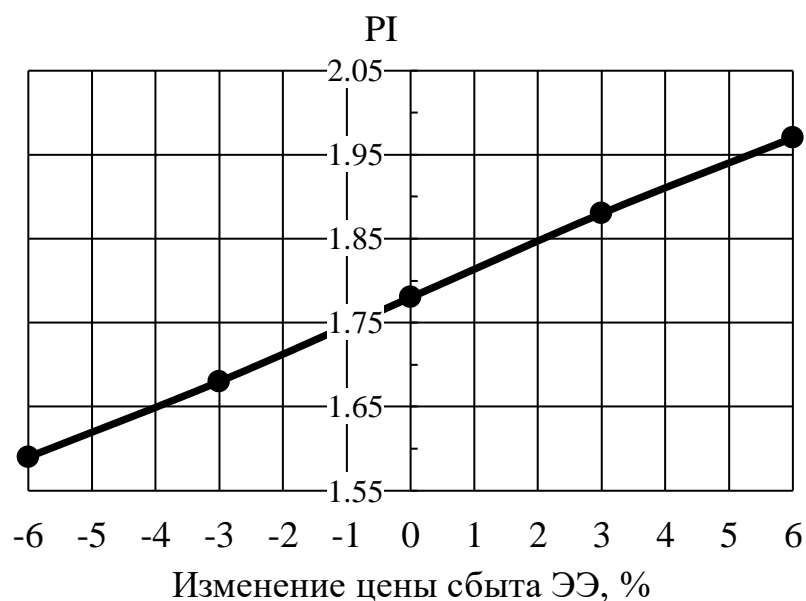


Рисунок 8.5 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения цены сбыта ЭЭ

Из графика 8.5 видно, что при снижении цены сбыта происходит предсказуемое снижение прибыльности проекта, т.к. приток средств за счет продажи ЭЭ и мощности снижается. При увеличении цены сбыта происходит увеличения притока средств от продажи ЭЭ а, следовательно, и рост получаемой прибыли, который приводит к увеличению индекса прибыльности.

Проанализируем график изменения индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования, представленного на рисунке 8.6.

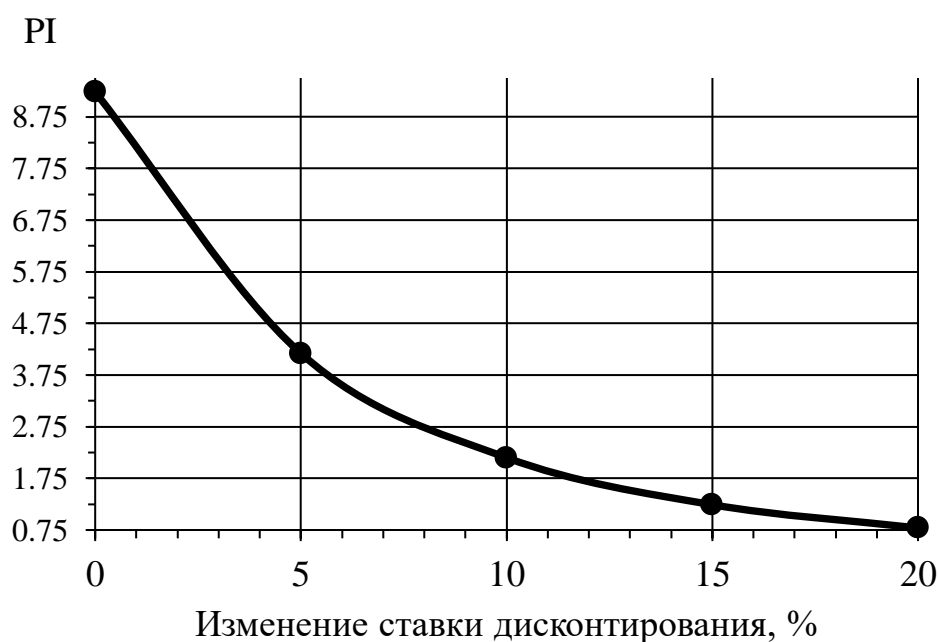


Рисунок 8.6 – Изменение индекса прибыльности в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Из графика 8.6 видно, что при увеличении ставки дисконтирования происходит уменьшение количества средств, поступающих от продажи ЭЭ и увеличение стоимости капитальных вложений в длительной перспективе.

Увеличение ставки дисконтирования более чем на 17,3 % приводит к снижению индекса прибыльности ниже 1. Следовательно, при изменении ставки дисконтирования более чем на 17 % проект становится убыточным.

9 Виды заземления нейтрали сетей среднего напряжения 6-35 кВ. Защита от замыканий на землю в сетях собственных нужд ГЭС

Наиболее частым видом повреждений в сетях 6-35 кВ являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) (75-90% от общего числа электрических повреждений). Они нередко приводят к крупным авариям, сопровождающимся значительным ущербом. Возникновение аварий при ОЗЗ обуславливается следующими причинами:

- появление перенапряжений порядка 2,4 – 4,5 крат в сравнении с фазным;
- феррорезонанс в контуре «трансформатор напряжения – дуга – фаза»;
- появление в точке замыкания зоны шагового напряжения;
- пробой изоляции статорной обмотки двигателей;
- разрушение бетона опоры ЛЭП в результате перекрытия фазной изоляции на землю;
- длительное неотключение ОЗЗ может приводить к пожарам вследствие горения высокотемпературной дуги.

Так же стоит отметить, что качественные селективные защиты от ОЗЗ по ряду причин на энергетических предприятиях отсутствуют (селективные токовые защиты от ОЗЗ отсутствуют на 80% подстанций России), что обуславливает необходимость поиска наиболее благоприятного режима заземления нейтрали сети, позволяющего реализовать простые, селективные защиты от замыканий на землю.

9.1 Виды заземления нейтралей сетей среднего напряжения 6-35 кВ

Режим заземления нейтрали в сети 6–35 кВ определяет:

1. ток в месте повреждения и перенапряжения на неповрежденных фазах при однофазном замыкании;
2. схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
3. уровень изоляции электрооборудования;
4. выбор ОПН для защиты от перенапряжений;
5. бесперебойность электроснабжения;
6. допустимое сопротивление контура заземления подстанции;
7. безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях.

В сетях среднего напряжения (с номинальным напряжением до 69 кВ по зарубежной классификации) применяются 4 режима заземления нейтрали (рисунок 9.1).

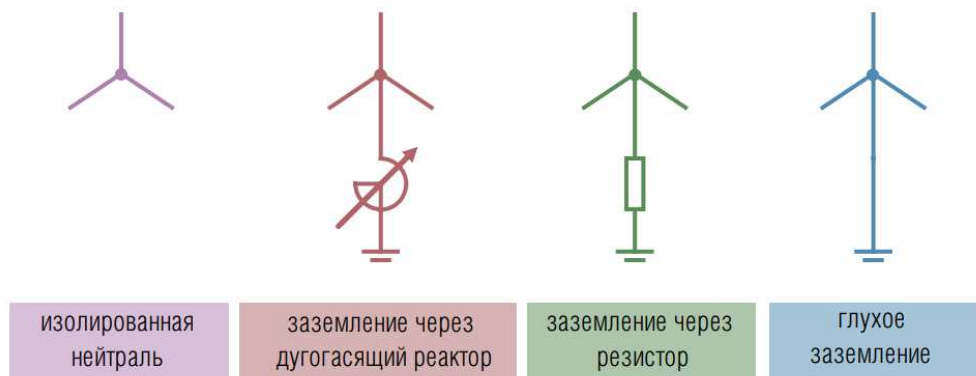


Рисунок 9.1 – Виды заземления нейтралей сетей среднего напряжения

То есть всего в мире в сетях среднего напряжения (до 69 кВ), в отличие от сетей высокого напряжения (110 кВ и выше), используются четыре возможных варианта заземления нейтральной точки сети:

1. изолированная (незаземленная);
2. заземленная через дугогасящий реактор;
3. заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный);
4. глухозаземленная (в России не применяется).

Кроме указанных четырех режимов заземления нейтрали в мире применяется также комбинация (параллельное включение) дугогасящего реактора и резистора.

Далее более подробно разобраны возможные варианты заземления нейтралей, приведены их достоинства, недостатки, принципиальные схемы и разобрано влияние каждого вида заземления нейтрали на режим сети при возникновении повреждений.

9.1.1 Режим изолированной нейтрали сети

Режим изолированной нейтрали используется в России достаточно давно и подавляющее большинство сетей 6–35 кВ (примерно 80 %) работает именно с этим режимом заземления нейтрали. На рисунке 9.2 приведена типовая двухтрансформаторная подстанция с изолированной нейтралью на стороне 6–10 кВ.

Как видно из рисунка 9.2, в этом случае нейтральная точка в сети 6–10 кВ физически отсутствует, так как обмотки силовых трансформаторов на стороне 6–10 кВ соединены в треугольник.

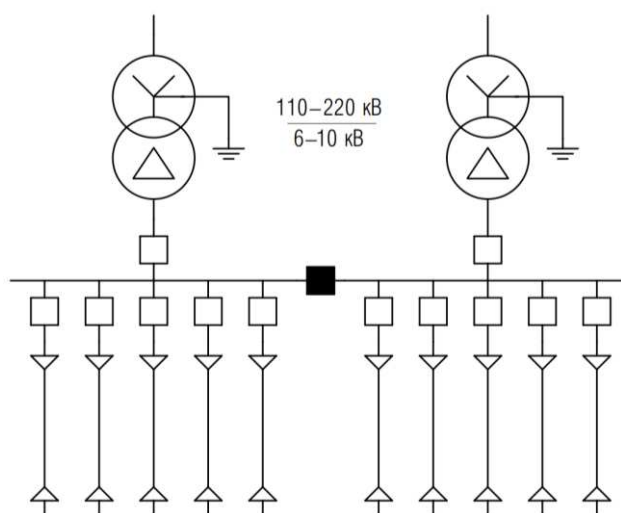


Рисунок 9.2 – Понижающая подстанция с изолированной нейтралью на стороне 6-35 кВ

ПУЭ ограничивает применение режима изолированной нейтрали в зависимости от тока однофазного замыкания на землю сети (емкостного тока). Компенсация тока однофазного замыкания на землю (использование дугогасящих реакторов) должна предусматриваться при емкостных токах, превышающих значения, приведенные в таблице 46.

Таблица 46 – Допустимые значения емкостных токов замыкания на землю

Номинальное напряжение сети, кВ	3-6	10	15-20	35
Емкостной ток замыкания на землю, А	30	20	15	10

Многолетний опыт эксплуатации сетей с изолированной нейтралью, накопленный не только в России, но и во всем мире, позволяет говорить о существенных недостатках режима изолированной нейтрали в сетях 6–35 кВ, таких как:

1. дуговые перенапряжения и пробой изоляции на первоначально неповрежденных фидерах при однофазных замыканиях на землю в сети;
2. возможность возникновения множественных повреждений изоляции (одновременное повреждение изоляции нескольких фидеров) при однофазных замыканиях на землю;
3. повреждения трансформаторов напряжения (НТМИ, ЗНОЛ, ЗНОМ) при замыканиях на землю;
4. сложность обнаружения места повреждения (места замыкания);
5. неправильная работа релейных защит от однофазных замыканий на землю;
6. опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети.

В связи с наличием такого количества недостатков режим изолированной нейтрали в сетях 6–35 кВ был исключен в подавляющем большинстве стран

Европы, Северной и Южной Америки, Австралии и других странах еще в 40–50-х годах прошлого века. В основном сети среднего напряжения 3–69 кВ этих стран работают с нейтралью заземленной через резистор или дугогасящий реактор.

9.1.2 Режим заземления нейтрали сети через дугогасящий реактор

На рисунке 9.3 приведена типовая двухтрансформаторная подстанция с нейтралью на стороне 6–10 кВ заземленной через дугогасящий реактор. В этом режиме на секцию шин 6–10 кВ через специально выделенную ячейку подключается трансформатор вывода нейтрали (с соединением обмоток Y-0/D или Z-0) и дугогасящий реактор.

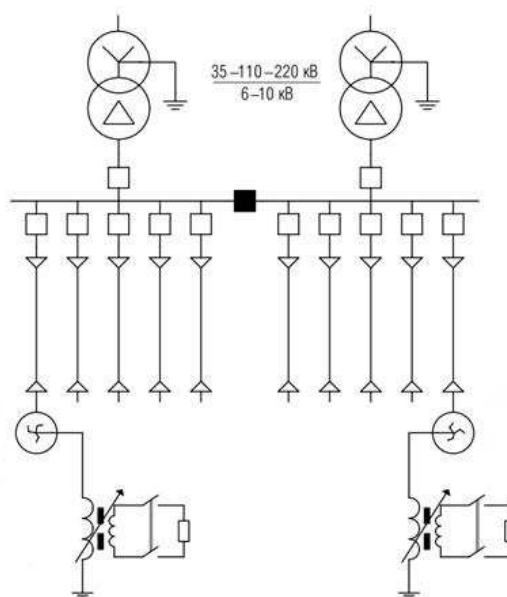


Рисунок 9.3 – Понижающая подстанция с нейтралью на стороне 6–35 кВ, заземленной через дугогасящий реактор

При однофазном замыкании на землю в сети дугогасящий реактор создает в месте повреждения индуктивную составляющую тока, равную емкостной. При этом суммарный ток в месте повреждения становится практически равен нулю и первое возникшее в сети однофазное замыкание на землю можно не отключать.

Режим с заземлением нейтрали через дугогасящий реактор (катушку) также достаточно давно используется в России в сетях с большими емкостными токами (городских сетях, сетях промышленных предприятий). В сетях среднего напряжения 3–69 кВ европейских стран (Германия, Чехия, Швейцария, Австрия, Франция, Италия, Румыния, Польша, Финляндия, Швеция, Норвегия и др.) широко используется заземление нейтрали через дугогасящий реактор с шунтирующим низковольтным резистором (рисунок 9.3).

Низковольтный шунтирующий резистор напряжением 500 В подключается через специальный контактор во вторичную силовую обмотку 500

В дугогасящего реактора. Такое техническое решение имеет следующие преимущества:

1. отсутствие необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания на землю и, соответственно, потребителя;
2. малый остаточный ток в месте повреждения (не более 1–2 А);
3. самоликвидация однофазных замыканий (особенно на воздушных линиях);
4. возможность организации селективной автоматически действующей релейной защиты от однофазных замыканий на землю;
5. исключение повреждений измерительных ТН из-за феррорезонансных процессов.

9.1.3 Режим заземления нейтрали сети через резистор

На рисунке 9.4 приведена типовая двухтрансформаторная подстанция с нейтралью на стороне 6–10 кВ заземленной через высоковольтный резистор. В этом режиме на секцию шин 6–10 кВ через специально выделенную ячейку подключается трансформатор вывода нейтрали (с соединением обмоток Y-0/D или Z-0), в нейтраль которого включается резистор.

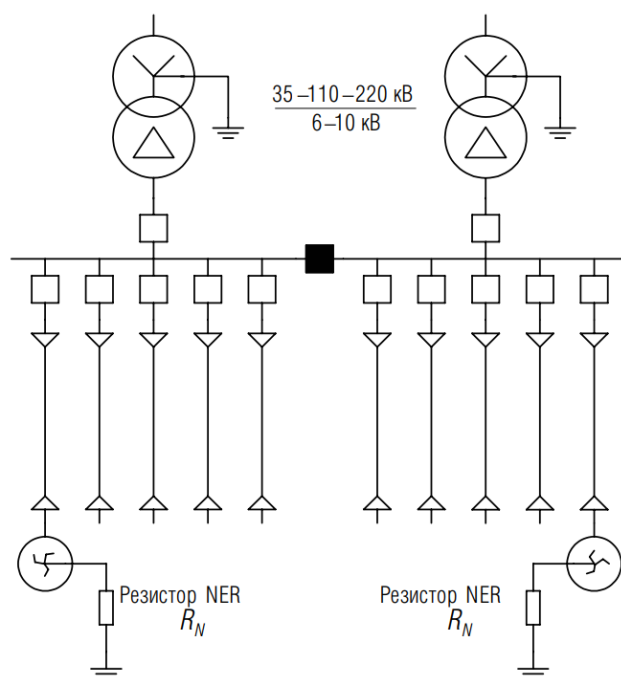


Рисунок 9.4 – Понижающая подстанция с нейтралью на стороне 6–35 кВ, заземленной через резистор

Все режимы заземления нейтрали через резистор (или, по-другому, резистивное заземление нейтрали) можно разделить на две большие группы с позиции создаваемого активного тока:

1. высокоомное резистивное заземление нейтрали – это заземление нейтрали через резистор, при котором суммарный ток в месте замыкания

(активный ток резистора плюс емкостный ток сети) не превышает 10 А. Как правило, однофазное замыкание на землю при таком режиме заземления нейтрали можно не отключать и защиты от замыканий на землю действуют на сигнал;

2. низкоомное резистивное заземление нейтрали – это заземление нейтрали через резистор, при котором суммарный ток в месте замыкания (активный ток резистора плюс емкостный ток сети) превышает 10 А. Как правило, суммарный ток однофазного замыкания при этом режиме заземления нейтрали существенно превышает 10 А, а именно, достигает десятков и сотен ампер, что требует действия защит от замыканий на землю на отключение без выдержки времени (или малой выдержкой).

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали суммарный ток в месте повреждения складывается из емкостного тока сети и активного тока, создаваемого резистором заземления нейтрали. Указанные активный и емкостный ток суммируются векторно и сдвинуты друг относительно друга на 90° . При равенстве активного тока, создаваемого резистором, и емкостного тока сети суммарный ток в месте повреждения увеличивается всего в $\sqrt{2}$ раз. Так при емкостном токе сети величиной 5 А и активном токе 5 А, создаваемом резистором, суммарный ток в месте повреждения составит всего 7 А.

Низкоомное заземление нейтрали может выполняться в сетях с любым емкостным током, при этом активный ток I_R , создаваемый резистором, также должен быть больше емкостного тока сети. Как правило, активный ток, создаваемый резистором, превышает емкостный ток сети не менее чем в 2 раза. Обычно, ток, создаваемый резистором при низкоомном резистивном заземлении нейтрали, лежит в пределах от 20 до 2000 А.

К преимуществам сетей с нейтралью, заземленной через резистор можно отнести:

1. Отсутствие необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания на землю (только для высокоомного заземления нейтрали);
2. Отсутствие дуговых перенапряжений;
3. Простая реализация релейной защиты;
4. Исключение повреждений измерительных ТН из-за феррорезонансных процессов;
5. Уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц (при низкоомном заземлении нейтрали и быстром отключении).

К недостаткам сетей с нейтралью, заземленной через резистор можно отнести:

1. Увеличение тока в месте повреждения (только для низкоомного заземления нейтрали);
2. Необходимость отключения однофазных замыканий (только для низкоомного заземления нейтрали).

Такие существенные преимущества сетей с резистивным заземлением нейтрали как отсутствие перенапряжений при однофазных замыканиях на землю, исключение феррорезонансных процессов насыщения трансформаторов напряжения и возможность организации селективной релейной защиты от

замыканий на землю predeterminedili широкое использование этого режима в зарубежных странах.

Присущие режиму резистивного заземления нейтрали недостатки (увеличение тока в месте повреждения и необходимость отключения замыканий) преодолеваются за счет быстрого отключения поврежденного фидера и организации резервного питания потребителей.

Организация релейной защиты от замыканий на землю в сетях с высокоомным и низкоомным заземлением нейтрали может отличаться. Как правило, в сетях с высокоомным заземлением нейтрали защиты от замыканий на землю действуют на сигнал. При этом могут использоваться как простые токовые защиты при существенном превышении активным током емкостного, так и направленные защиты при значительных собственных емкостных токах присоединений. Защита от замыканий на землю с действием на отключение в сетях с высокоомным резистивным заземлением нейтрали может применяться, но необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания в таких сетях нет.

В сетях с низкоомным заземлением нейтрали защиты от замыканий на землю должны действовать на отключение поврежденного фидера с минимально возможной выдержкой времени. Однофазное замыкание при низкоомном резистивном заземлении нейтрали должно отключаться также быстро, как и двухфазное или трехфазное КЗ.

Основываясь на изложенном выше, можно сделать вывод о том, что в сетях 6–35 кВ наиболее благоприятными с точки зрения эксплуатации являются режим заземления нейтрали через дугогасящий реактор с низковольтным шунтирующим резистором и режим заземления через резистор (высокоомный или низкоомный).

9.2 Защита от замыканий на землю в сетях собственных нужд ГЭС

Рассмотрим принцип действия защит от замыкания на землю, которые сегодня реализуются на ГЭС.

Принцип действия защиты от ОЗЗ заключается в сравнении величины и фазы тока и напряжения $3I_0$ и $3U_0$ соответственно. Для получения напряжения $3U_0$ используется трансформатор напряжения, одна из вторичных обмоток которого собрана по схеме разомкнутый треугольник (рисунок 9.5). Ток $3I_0$ получают с помощью трансформаторов тока нулевой последовательности (рисунок 9.6).

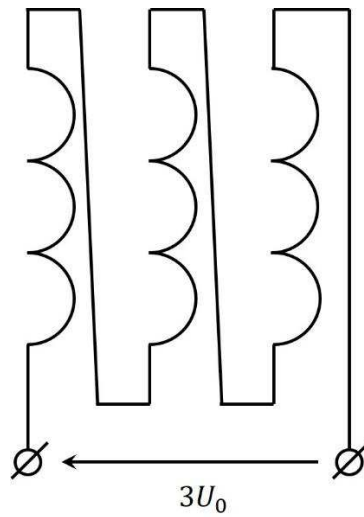


Рисунок 9.5 – Соединение вторичной обмотки трансформатора напряжения в «разомкнутый треугольник»

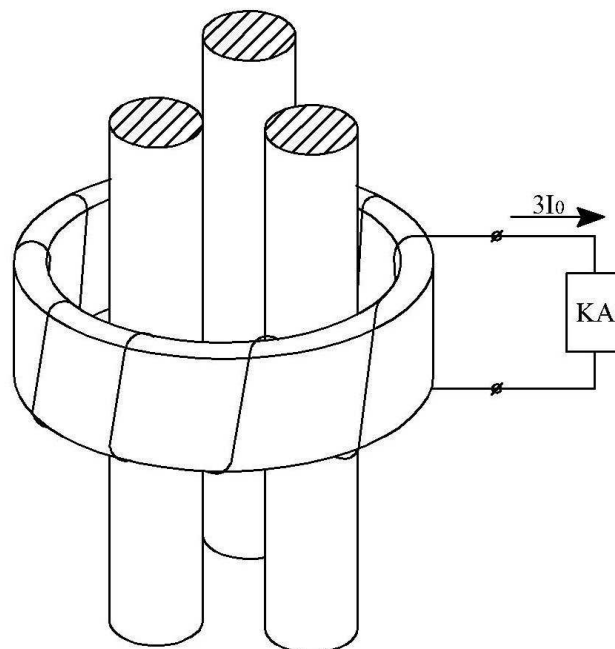


Рисунок 9.6 – Трансформатор тока нулевой последовательности

Рассмотрим векторные диаграммы напряжений и токов при однофазном замыкании на землю, представленные на рисунке 9.7.

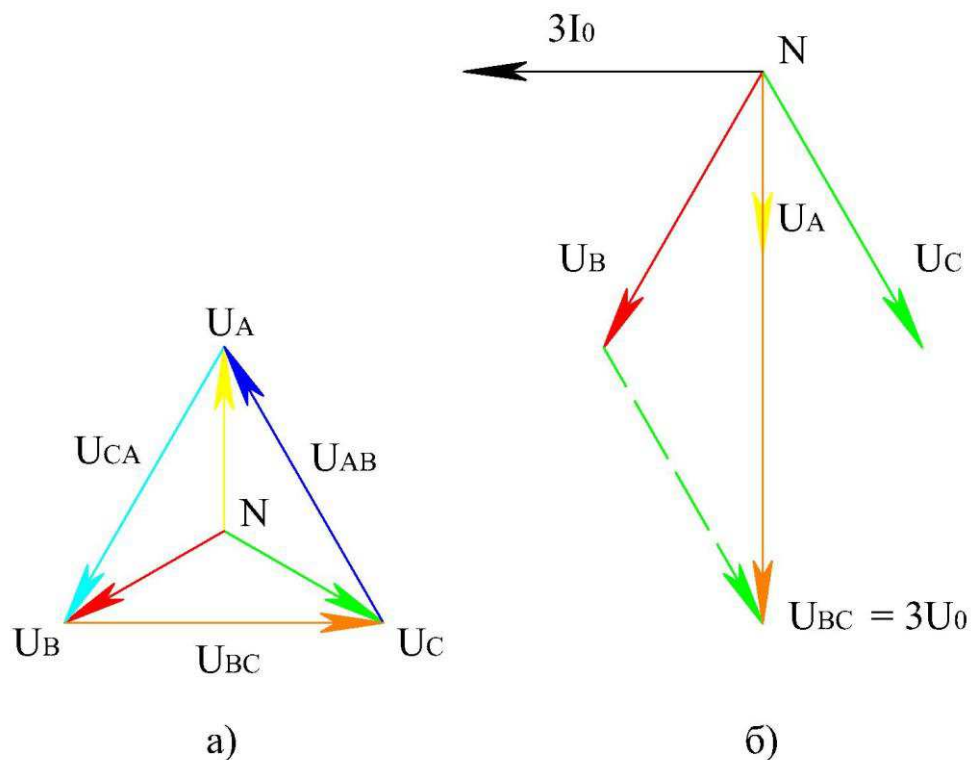


Рисунок 9.7 – Векторные диаграммы токов и напряжений в нормальном режиме (а) и при замыкании на землю фазы А (б)

При замыкании на землю одной из фаз ее потенциал становится равным потенциалу земли, т.е. равным нулю. При этом напряжение в здоровых фазах, согласно векторной диаграмме, возрастает в $\sqrt{3}$ раз и становится равным линейному.

Рассмотрим схему соединения обмоток трансформатора напряжения (рисунок 9.5). На рисунке видно, что фазные обмотки трансформатора соединяются последовательно, т.е. согласно второму закону Кирхгофа, напряжение между крайними клеммами можно вычислить, как сумму напряжений трех фаз.

До того, как в сети появляется замыкание, фазные напряжения трех фаз представляют собой уравновешенную тройку векторов и взаимно компенсируют друг друга. В реальной сети между зажимами разомкнутого треугольника существует напряжение небаланса, обусловленное несимметричностью векторов фазных напряжений. Величина напряжения небаланса составляет порядка 1 В.

При замыкании фазы звезда напряжений искажается, и сумма напряжений становится отличной от нуля. В разомкнутом треугольнике происходит сложение фазных напряжений. На векторной диаграмме (рисунок 9.7, б) видно, что искаженные напряжения фаз В и С в сумме дают вектор, модуль которого превышает модуль фазного напряжения нормального режима в 3 раза.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора, собранной в разомкнутый треугольник, при замыкании на землю будет составлять 100 В.

Ток, протекающий под действием этого напряжения $3U_0$ будет по фазе отставать от напряжения на 90° , так как сопротивление цепи для тока замыкания будет иметь чисто емкостный характер.

В нормальном режиме ток трансформатора тока нулевой последовательности мал и обуславливается небалансом векторов тока, несимметричным расположением проводов фаз внутри окна трансформатора. При появлении замыкания одной из фаз в трансформаторе тока поврежденного присоединения начинает протекать емкостный ток замыкания. Этот ток можно определить, пользуясь схемой, представленной на рисунке 9.8.

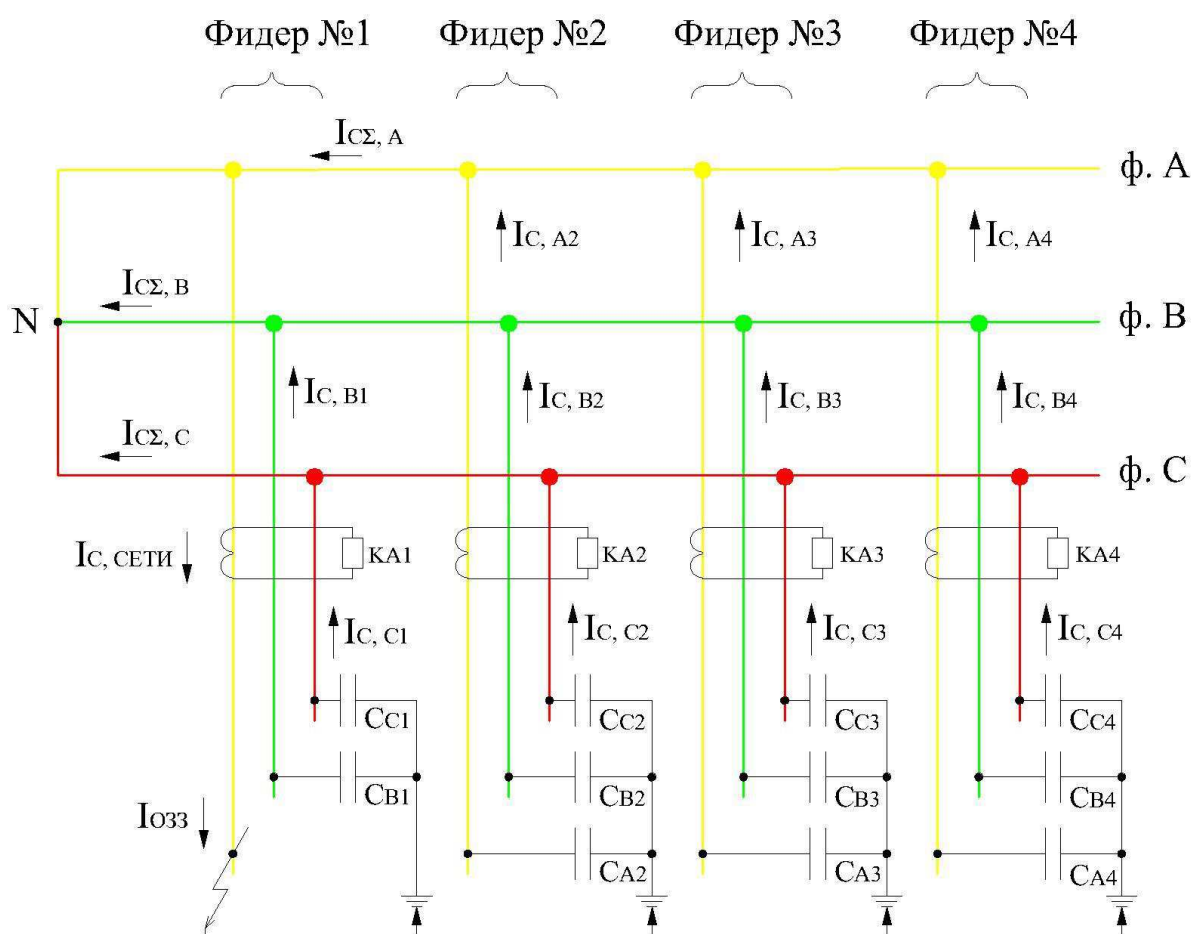


Рисунок 9.8 – Расчетная схема однофазного замыкания на землю

На схеме видно, что на землю замкнута фаза А первого фидера. Замыкание может происходить через дугу, через переходное сопротивление, либо быть металлическим. Через землю ток возвращается в неповрежденные фазы первого фидера и через три фазы неповрежденных фидеров. При этом в трансформаторах тока каждого неповрежденного фидера будет протекать собственный емкостный ток присоединения.

В трансформаторе тока поврежденного фидера будут складываться емкостные токи здоровых фаз В и С первого фидера и ток замыкания поврежденной фазы, который равен сумме емкостных токов неповрежденных фидеров, т.е. емкостный ток, обусловленный емкостью сети. Получим следующее выражение для тока в реле КА1:

$$I_P = I_{C,СЕТИ} - (I_{C,В1} + I_{C,С1}) \quad (9.1)$$

Емкостное сопротивление каждой фазы зависит от емкости этой фазы относительно земли. Для определенности принимается сеть, выполненная одинаковым кабелем, с равной длиной отходящих присоединений. В таком случае можно считать, что емкость всех фазных кабелей относительно земли равны.

В таком случае можно эквивалентировать емкость сети и емкость кабелей фаз поврежденного фидера. Если емкость одной фазы равна C , то емкость сети для схемы, представленной на рисунке 9.8 составит $9C$, а емкость фаз В и С поврежденного фидера $2C$. Зная эквивалентные емкости, можно рассчитать соответствующие емкостные сопротивления:

$$X_{C,СЕТИ} = \frac{1}{9\omega C}, \quad (9.2)$$

$$X_{C,ВС} = \frac{1}{2\omega C}. \quad (9.3)$$

Из выражений (9.2) и (9.3) видно, что емкостное сопротивление сети меньше емкостного сопротивления фаз В и С поврежденного фидера.

Для вычисления тока замыкания можно воспользоваться выражением (9.4).

$$I_C = \frac{3U_0}{X_C} = 3 \cdot U_\Phi \cdot \omega \cdot C, \quad (9.4)$$

где I_C – емкостный ток замыкания, А;

$3U_0$ – напряжение замыкания, В;

X_C – емкостное сопротивление участка сети, Ом;

U_Φ – фазное напряжение сети, В;

ω – угловая частота, c^{-1} ;

C – емкость участка сети, Ф.

Подставив в выражение (9.4) величину емкостей сети и поврежденного фидера получим выражения для токов:

$$I_{C,В1} + I_{C,С1} = 6 \cdot U_\Phi \cdot \omega \cdot C,$$

$$I_{C,СЕТИ} = 27 \cdot U_\Phi \cdot \omega \cdot C.$$

Тогда, согласно выражению (9.1) ток в реле КА1:

$$I_p = 27 \cdot U_\phi \cdot \omega \cdot C - 6 \cdot U_\phi \cdot \omega \cdot C = 21 \cdot U_\phi \cdot \omega \cdot C. \quad (9.5)$$

Из выражения (9.5) видно, что емкостный ток однофазного замыкания на землю в сети, представленной на рисунке 9.8 превышает собственный емкостный ток присоединения, от которого должна отстраиваться защита от однофазных замыканий на землю.

В современных микропроцессорных терминалах измеренные ток и напряжение $3I_0$ и $3U_0$ поступают в терминал, где датчики тока и напряжения преобразуют аналоговый сигнал. Далее в терминале программным способом происходит сравнение величины тока и напряжения и определения угла между ними.

В нормальном режиме работы сети ток, протекающий по фазам приемников, имеет индуктивный характер, что обусловлено индуктивным характером нагрузки. Таким образом, в нормальном режиме ток опережает напряжение. При появлении замыкания происходит разворот вектора тока, протекающего в защите, и ток поврежденного фидера начинает отставать от напряжения практически на 90° .

Блок логики микропроцессорного терминала сравнивает величину тока, напряжения и угла сдвига между ними с заданной уставкой и, при превышении заданных значений действует на отключение поврежденного присоединения.

9.3 Итоги

Подводя итоги вышесказанному, можно сказать следующее. Сегодня на гидроэлектростанциях защита от замыканий на землю реализуется с учетом следующих характерных особенностей:

- питание потребителей собственных нужд резервируется от двух источников, что позволяет обеспечить их бесперебойную работу при отключении поврежденного источника;

- на ГЭС для защиты от замыканий на землю используются современные микропроцессорные терминалы, позволяющие реализовать селективную, чувствительную защиту от замыканий на землю;

- ГЭС является энергетическим предприятием, на котором длительная работа сети среднего напряжения с замыканием на землю, может привести к поражению персонала, что обуславливает необходимость быстрого отключения замыкания.

Эти особенности обуславливают техническую возможность и экономическую целесообразность выполнения чувствительных, селективных защит от замыкания на землю, действующих с выдержками времени порядка XX секунд.

Несмотря на высокий уровень технологичности защиты, все еще остаются такие недостатки режима изолированной нейтрали, как перенапряжения в сети при замыканиях, которые могут приводить к появлению многоместных

замыканий и опасность повреждения трансформаторов напряжения вследствие феррорезонанса.

Ключевым моментом в определении режима заземления нейтрали сети собственных нужд ГЭС является выбор между быстрым, селективным отключением поврежденного участка сети и длительным сохранением режима однофазного замыкания на землю. Подобная потребность в длительном сохранении такого аварийного состояния сети возникает лишь в случае отсутствия резервирования питания потребителя. При этом эффективное применение дугогасящего реактора возможно только в симметричных сетях с мало изменяющейся конфигурацией. В остальных вариантах предпочтительнее оказывается изолированная нейтраль и иногда – нейтраль, заземленная через резистор.

Для быстрого и селективного отключения присоединения с однофазным замыканием релейной защитой во всех случаях предпочтительным оказывается резистивное заземление нейтрали. Такое комплексное решение ликвидирует все недостатки, присущие сетям с изолированной и компенсированной нейтралью, и выводит сети среднего напряжения на более высокий уровень надежности и электробезопасности, свойственный сетям напряжением 110 кВ и выше.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на реке Катунь был спроектирован гидроузел. Основными нетривиальными решениями при проектировании Катуньской ГЭС являются:

- выбор и обоснование размещения дублирующей мощности в размере 100 МВт;

- установка поворотно-лопастных диагональных турбин, позволившая расширить зону работы турбин с наибольшими значениями КПД, в сравнении с поворотно-лопастными турбинами;

- строительство носка-трамплина, как устройства гашения энергии потока, что позволило снизить стоимость строительства за счет исключения большого объема работ по выработке скального основания при возведении иных гасителей;

- для обеспечения высокой надежности электроснабжения потребителей главной схемой электрических соединений выбрана схема с двумя рабочими системами шин;

- так же для повышения надежности функционирования электростанции спроектирована система собственных нужд двух классов напряжения – 6/0,4 кВ с резервным питанием от ДГУ.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГЭС – гидроэлектростанция;
ГУ – гидроузел;
ОЭС – объединённая энергетическая система;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ИКН – интегральная кривая нагрузки;
НПУ – нормальный подпорный уровень;
УМО – уровень мёртвого объёма;
ВБ – верхний бьеф;
НБ – нижний бьеф;
КПД – коэффициент полезного действия;
ГТ – гидравлическая турбина;
ГГ – гидрогенератор;
ТЭС – теплоэлектростанция;
ГА – гидроагрегат;
ГУХ – главная универсальная характеристика гидротурбины;
РК – рабочее колесо гидроагрегата;
МНУ – маслonaпорная установка;
ПВК – программно-вычислительный комплекс;
КЗ – короткое замыкание;
ДЗ – дистанционная защита;
УРОВ – устройство резервирования отката выключателя;
ТТ – трансформатор тока;
ВГ – вспомогательный генератор;
АРЗ – аварийно-ремонтный затвор;
СВПТ – система водяного пожаротушения;
ТН – трансформатор напряжения;
ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
НН – низшее напряжение;
ВГГ – выключатель генераторный газовый;
ЗПН – защита от повышения напряжения;
ХХ – холостой ход;
СО – сигнальный орган;
ПО – пусковой орган;
ИО – интегральный орган;
ТО – токовая отсечка;
ВЛ – воздушная линия;
МШВ – между шинный выключатель;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ПМН – пуск по минимальному напряжению;
ЗЗГ – защита от замыканий в генераторе;
ЕСУ – Единые сценарные условия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин, К. Ю. Гидрология : методические указания к практическим занятиям / К. Ю. Мосин. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 48 с.
2. Кожемякин, В. Е. Введение в инженерную деятельность. Вычисление объёма водохранилища, построение кривых связи объёма и зеркала водохранилища от его уровня, построение зависимости расхода в створе реки от уровня в реке : методические указания к курсовому проектированию / В. Е. Кожемякин; под. ред. Е. Ю. Затеевой. - Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – 36 с.
3. Сайт закупок: ПАО «РУСГИДРО» [сайт]. – М., 2017. – Режим доступа: <https://zakupki.rushydro.ru>
4. Федеральная служба государственной статистики [сайт]. – М., 2017. – Режим доступа: <https://www.gks.ru>
5. Александровский, А. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2018. – 176 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т. / Д.С. Щавелев; под. ред. Ю. С. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – Т.2. – 400 с.
7. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
8. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск : Норматика, 2018. – 462 с.
9. Руководящие указания по релейной защите. Защита генераторов, работающих на сборные шины. М.-Л., Госэнергоиздат, 1961. 68 с.
10. О классификации гидротехнических сооружений [Электронный ресурс] Постановление правительства Российской Федерации от 2 ноября 2013 г. N 986 // Информационно-правовая система «Гарант». – Режим доступа: <http://ivo.garant.ru>
11. Лыбина, Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2016. – 64 с.
12. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М. : Минрегион России, 2012. – 82 с.
13. Гидротехнические сооружения (речные) : учебное пособие / Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин, В. В. Малаханов. – М. : АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.

14. Киселев, П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П. Г. Киселёв.
– М. : Энергия, 1974. – 312 с.

15. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные.
Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М. : Минрегион России, 2012.
– 85 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологические данные реки Катунь

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Катунь

Год	Расходы в кубических метрах												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$\bar{Q}_{\text{Год}}$
1932	203	193	188	266	1169	1448	1193	1000	728	520	299	241	621
1933	178	173	178	473	812	1010	923	953	661	309	264	203	512
1934	198	188	183	190	1253	1676	998	868	727	480	299	228	607
1935	158	158	183	287	1451	1518	1089	696	410	289	213	178	553
1936	178	172	168	204	703	2741	1504	1012	591	400	288	208	681
1937	170	168	173	255	1237	2302	1488	890	712	439	259	203	691
1938	183	178	178	533	1969	1597	1879	1145	848	581	299	213	800
1939	162	161	168	285	1542	1484	1598	870	445	378	232	188	626
1940	191	181	171	350	1095	1720	1029	909	696	460	299	223	610
1941	198	187	176	436	1456	2121	1378	897	807	561	420	235	739
1942	175	172	180	224	981	2182	1309	1066	596	430	264	207	649
1943	163	163	172	335	1144	1794	1079	882	475	329	234	187	580
1944	165	162	169	288	1201	1809	1409	774	567	379	251	197	614
1945	151	150	165	557	1141	924	719	732	374	278	198	174	464
1946	263	227	216	376	897	2272	1396	1224	1169	861	489	327	810
1947	178	168	178	350	1276	2134	1998	1136	677	450	283	208	753
1948	158	157	168	350	1071	1788	1365	842	455	369	219	178	593
1949	164	162	168	335	1236	1870	1315	798	515	348	232	188	611
1950	166	162	173	189	1679	1655	1032	869	567	329	241	188	604
1951	149	148	163	335	1192	933	866	586	334	273	198	171	446
1952	169	166	178	260	1449	2329	1807	1063	606	339	246	192	734
1953	158	156	168	238	1164	1236	861	650	435	298	221	182	481
1954	168	158	171	228	1327	1254	755	696	576	378	254	200	514
1955	183	144	137	316	1796	2041	1368	840	683	484	277	214	707
1956	166	160	168	335	1237	1871	1320	802	512	105	228	193	592
1957	208	217	195	266	747	2141	1201	1124	638	486	267	216	642
1958	208	198	149	298	1176	2232	2436	1401	830	505	334	249	835
1959	176	170	179	421	1212	1681	1312	863	584	381	255	228	622
1960	178	183	213	287	745	2232	1869	1265	787	439	286	202	724
1961	284	249	221	527	1129	2020	1458	1147	842	469	344	329	752
1962	168	163	175	350	1449	1170	797	723	430	308	278	229	520
1963	163	144	168	214	810	1674	951	689	440	328	313	209	509
1964	151	163	173	255	915	1643	1164	804	405	288	244	193	533
1965	225	219	188	305	1328	1060	878	718	717	509	348	356	571
1966	152	155	175	299	947	3127	1740	931	576	378	248	197	744
1967	190	188	188	365	966	924	1082	1204	757	514	282	217	573
1968	152	155	175	345	2843	967	965	565	384	297	237	197	607
1969	188	174	172	314	3196	2694	1762	890	720	597	353	269	944
1970	188	170	151	365	1452	2046	933	960	671	524	298	208	664
1971	170	163	170	326	1386	2157	1487	811	510	348	243	175	662
1972	188	158	163	385	1352	1857	1010	778	535	378	240	198	604
1973	178	170	175	446	1081	2685	1528	937	566	378	264	209	718
1974	153	153	168	446	952	818	753	584	367	280	197	173	420
1975	149	153	169	235	723	2432	1226	785	424	447	266	168	598
1976	192	207	207	266	1365	1305	967	804	510	618	256	218	576
1977	214	211	212	485	1119	1695	1148	1016	544	530	335	245	646
1978	195	203	190	428	925	1374	913	822	317	352	239	175	511
1979	196	186	175	271	1188	1833	1078	747	594	460	384	219	611
1980	186	181	186	253	1399	1534	1085	704	541	358	263	195	574
1981	185	169	169	368	1416	1257	864	642	506	352	216	203	529
$\bar{Q}_{\text{МЕС}}$	180,6	174,3	176,9	330,3	1266	1765	1246	882,3	587,2	411,8	273,9	212,1	625,6

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Теоретическая кривая обеспеченности среднемноголетних расходов р. Катунь

Р, %	1	3	5	10	20	50	75	95	97	99	99,9
Q, м ³ /с	907	844	811	763	709	617	551	472	454	424	381

Таблица А.3 – Теоретическая кривая обеспеченности средних максимальных расходов р. Катунь для Р_{0,1%}

Р, %	0,01	0,1	0,5	1	2	3	5	10	20	30	40
Q, м ³ /с	4447	3895	3473	3285	3076	2956	2790	2550	2279	2096	1945

Окончание таблицы А.3

Р, %	50	60	75	80	95	97	99	99,9
Q, м ³ /с	1815	1685	1486	1419	1095	1012	866	658

Таблица А.4 – Теоретическая кривая обеспеченности средних минимальных расходов р. Катунь

Р, %	1	2	3	5	10	20	30	40
Q, м ³ /с	218	211	207	202	194	184	177	172

Окончание таблицы А.4

Р, %	50	60	75	80	95	97	99	99,9
Q, м ³ /с	167	162	153	150	136	132	124	112

Таблица А.5 – Данные для построения объемной характеристики водохранилища

Объем, м ³	0	0,02	0,04	0,06	0,08	0,1	0,12	0,14	0,16
ВВБ, м	446,1	458,3	466,4	471,7	475,4	478,1	480,4	482,5	484,6

Продолжение таблицы А.5

Объем, м ³	0,18	0,2	0,22	0,24	0,26	0,28	0,3	0,32	0,34
ВВБ, м	486,7	488,9	491,0	493,0	494,9	496,6	498,1	499,4	500,7

Окончание таблицы А.5

Объем, м ³	0,36	0,38	0,4	0,42	0,44	0,46	0,48
ВВБ, м	502,0	503,3	504,8	506,3	507,8	509,0	509,4

Таблица А.6 – Данные для построения расходной характеристики

Отметка, м	Летний расход, м ³ /с	Зимний расход, м ³ /с
446	0	0
447	208	187,2
448	540	486
449	977	879,3
450	1704	1533,6

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.6

Отметка, м	Летний расход, м ³ /с	Зимний расход, м ³ /с
451	2685	2416,5
452	3890	3501

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчеты сработки-наполнения водохранилища Катуньской ГЭС

Таблица Б.1 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Катуньской ГЭС в Январе

Часы	Расходы, м ³ /с						Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор, м	Мощность, МВт	
	$Q_{ХС}$	$Q_{ПБ}$	$Q_{СП}$	$Q_{ВДХР}$	$Q_{ГЭС}$	$Q_{НБ}$	$V_{нач}$	dV	$V_{кон}$	$Z_{нач}^{ВБ}$	$Z_{кон}^{ВБ}$	$Z_{ср}^{ВБ}$	$Z_{НБ}$	$H_{ГЭС}$	$N_{ГЭС}$	$N_{раб}$
11	0	147	100	49	196	196	0,1355	0,0002	0,1353	482,00	481,98	481,99	446,93	34,70	60	60
12	0	147	100	56	203	203	0,1353	0,0002	0,1351	481,98	481,96	481,97	446,96	34,65	62	62
13	0	147	100	28	175	175	0,1351	0,0001	0,1350	481,96	481,95	481,96	446,84	34,76	54	54
14	0	147	100	22	169	169	0,1350	0,0001	0,1349	481,95	481,94	481,95	446,81	34,78	52	52
15	0	147	100	24	171	171	0,1349	0,0001	0,1349	481,94	481,94	481,94	446,82	34,76	52	52
16	0	147	100	40	187	187	0,1349	0,0001	0,1347	481,94	481,92	481,93	446,89	34,68	57	57
17	0	147	100	66	213	213	0,1347	0,0002	0,1345	481,92	481,90	481,91	447,00	34,55	65	65
18	0	147	100	66	213	213	0,1345	0,0002	0,1342	481,90	481,87	481,89	447,00	34,53	65	65
19	0	147	100	64	211	211	0,1342	0,0002	0,1340	481,87	481,85	481,86	447,00	34,50	64	64
20	0	147	100	118	265	265	0,1340	0,0004	0,1336	481,85	481,80	481,83	447,22	34,25	80	80
21	0	147	100	30	177	177	0,1336	0,0001	0,1335	481,80	481,79	481,80	446,85	34,59	54	54
22	0	147	100	-12	135	135	0,1335	0,0000	0,1335	481,79	481,79	481,79	446,66	34,77	41	41
23	0	147	100	-47	100	100	0,1335	-0,0002	0,1337	481,79	481,81	481,80	446,50	34,94	31	31
0	0	147	100	-47	100	100	0,1337	-0,0002	0,1339	481,81	481,83	481,82	446,50	34,96	31	31
1	0	147	100	-47	100	100	0,1339	-0,0002	0,1340	481,83	481,85	481,84	446,50	34,98	31	31
2	0	147	100	-47	100	100	0,1340	-0,0002	0,1342	481,85	481,87	481,86	446,50	35,00	31	31
3	0	147	100	-47	100	100	0,1342	-0,0002	0,1344	481,87	481,88	481,88	446,50	35,02	31	31
4	0	147	100	-47	100	100	0,1344	-0,0002	0,1345	481,88	481,90	481,89	446,50	35,03	31	31
5	0	147	100	-47	100	100	0,1345	-0,0002	0,1347	481,90	481,92	481,91	446,50	35,05	31	31
6	0	147	100	-47	100	100	0,1347	-0,0002	0,1349	481,92	481,94	481,93	446,50	35,07	31	31
7	0	147	100	-47	100	100	0,1349	-0,0002	0,1350	481,94	481,95	481,95	446,50	35,09	31	31
8	0	147	100	-47	100	100	0,1350	-0,0002	0,1352	481,95	481,97	481,96	446,50	35,10	31	31
9	0	147	100	-40	107	107	0,1352	-0,0001	0,1354	481,97	481,99	481,98	446,53	35,09	33	33
10	0	147	100	-32	115	115	0,1354	-0,0001	0,1355	481,99	482,00	482,00	446,57	35,07	36	36

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Катуньской ГЭС в Феврале

Часы	Расходы, м ³ /с						Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор, м	Мощность, МВт	
	Q _{ХС}	Q _{ПБ}	Q _{СП}	Q _{ВДХР}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач} ^{ВБ}	Z _{кон} ^{ВБ}	Z _{ср} ^{ВБ}	Z _{НБ}	H _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{раб}
10	0	128	100	21	149	149	0,1355	0,0001	0,1354	482,00	482,00	482,00	446,73	34,91	46	46
11	0	128	100	53	181	181	0,1354	0,0002	0,1352	482,00	481,97	481,99	446,87	34,76	55	55
12	0	128	100	-3	125	125	0,1352	0,0000	0,1352	481,97	481,98	481,98	446,62	35,00	39	39
13	0	128	100	-21	107	107	0,1352	-0,0001	0,1353	481,98	481,98	481,98	446,53	35,09	33	33
14	0	128	100	2	130	130	0,1353	0,0000	0,1353	481,98	481,98	481,98	446,64	34,98	40	40
15	0	128	100	5	133	133	0,1353	0,0000	0,1353	481,98	481,98	481,98	446,65	34,97	41	41
16	0	128	100	-2	126	126	0,1353	0,0000	0,1353	481,98	481,98	481,98	446,62	35,00	39	39
17	0	128	100	-5	123	123	0,1353	0,0000	0,1353	481,98	481,98	481,98	446,61	35,01	38	38
18	0	128	100	88	216	216	0,1353	0,0003	0,1350	481,98	481,95	481,97	447,02	34,59	66	66
19	0	128	100	96	224	224	0,1350	0,0003	0,1347	481,95	481,91	481,93	447,05	34,52	68	68
20	0	128	100	36	164	164	0,1347	0,0001	0,1345	481,91	481,90	481,91	446,79	34,76	50	50
21	0	128	100	15	143	143	0,1345	0,0001	0,1345	481,90	481,90	481,90	446,70	34,84	44	44
22	0	128	100	25	153	153	0,1345	0,0001	0,1344	481,90	481,89	481,90	446,74	34,80	47	47
23	0	128	100	-28	100	100	0,1344	-0,0001	0,1345	481,89	481,90	481,90	446,50	35,04	31	31
0	0	128	100	-28	100	100	0,1345	-0,0001	0,1346	481,90	481,91	481,91	446,50	35,05	31	31
1	0	128	100	-28	100	100	0,1346	-0,0001	0,1347	481,91	481,92	481,92	446,50	35,06	31	31
2	0	128	100	-28	100	100	0,1347	-0,0001	0,1348	481,92	481,93	481,93	446,50	35,07	31	31
3	0	128	100	-28	100	100	0,1348	-0,0001	0,1349	481,93	481,94	481,94	446,50	35,08	31	31
4	0	128	100	-28	100	100	0,1349	-0,0001	0,1350	481,94	481,95	481,95	446,50	35,09	31	31
5	0	128	100	-28	100	100	0,1350	-0,0001	0,1351	481,95	481,96	481,96	446,50	35,10	31	31
6	0	128	100	-28	100	100	0,1351	-0,0001	0,1352	481,96	481,97	481,97	446,50	35,11	31	31
7	0	128	100	-28	100	100	0,1352	-0,0001	0,1353	481,97	481,98	481,98	446,50	35,12	31	31
8	0	128	100	-28	100	100	0,1353	-0,0001	0,1354	481,98	481,99	481,99	446,50	35,13	31	31
9	0	128	100	-28	100	100	0,1354	-0,0001	0,1355	481,99	482,00	482,00	446,50	35,14	31	31

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Катуньской ГЭС в Марте

Часы	Расходы, м ³ /с						Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор, м	Мощность, МВт	
	Q _{ХС}	Q _{ПБ}	Q _{СП}	Q _{ВДХР}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач} ^{ВБ}	Z _{кон} ^{ВБ}	Z _{ср} ^{ВБ}	Z _{НБ}	H _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{раб}
8	0	151	100	16	167	167	0,1355	0,0001	0,1354	482,00	482,00	482,00	446,81	34,83	51	51
9	0	151	100	60	211	211	0,1354	0,0002	0,1352	482,00	481,97	481,99	447,00	34,63	64	64
10	0	151	100	77	228	228	0,1352	0,0003	0,1349	481,97	481,95	481,96	447,07	34,53	69	69
11	0	151	100	43	194	194	0,1349	0,0002	0,1348	481,95	481,93	481,94	446,92	34,66	59	59
12	0	151	100	20	171	171	0,1348	0,0001	0,1347	481,93	481,92	481,93	446,82	34,75	52	52
13	0	151	100	-10	141	141	0,1347	0,0000	0,1348	481,92	481,92	481,92	446,69	34,87	43	43
14	0	151	100	-16	135	135	0,1348	-0,0001	0,1348	481,92	481,93	481,93	446,66	34,91	42	42
15	0	151	100	-5	146	146	0,1348	0,0000	0,1348	481,93	481,93	481,93	446,71	34,86	45	45
16	0	151	100	-34	117	117	0,1348	-0,0001	0,1350	481,93	481,95	481,94	446,58	35,00	36	36
17	0	151	100	-39	112	112	0,1350	-0,0001	0,1351	481,95	481,96	481,96	446,56	35,04	35	35
18	0	151	100	9	160	160	0,1351	0,0000	0,1351	481,96	481,96	481,96	446,77	34,83	49	49
19	0	151	100	48	199	199	0,1351	0,0002	0,1349	481,96	481,94	481,95	446,95	34,64	61	61
20	0	151	100	85	236	236	0,1349	0,0003	0,1346	481,94	481,91	481,93	447,10	34,47	72	72
21	0	151	100	85	236	236	0,1346	0,0003	0,1343	481,91	481,87	481,89	447,10	34,43	72	72
22	0	151	100	92	243	243	0,1343	0,0003	0,1339	481,87	481,84	481,86	447,13	34,37	74	74
23	0	151	100	-28	123	123	0,1339	-0,0001	0,1340	481,84	481,85	481,85	446,61	34,88	38	38
0	0	151	100	-51	100	100	0,1340	-0,0002	0,1342	481,85	481,87	481,86	446,50	35,00	31	31
1	0	151	100	-51	100	100	0,1342	-0,0002	0,1344	481,87	481,89	481,88	446,50	35,02	31	31
2	0	151	100	-51	100	100	0,1344	-0,0002	0,1346	481,89	481,91	481,90	446,50	35,04	31	31
3	0	151	100	-51	100	100	0,1346	-0,0002	0,1348	481,91	481,93	481,92	446,50	35,06	31	31
4	0	151	100	-51	100	100	0,1348	-0,0002	0,1350	481,93	481,95	481,94	446,50	35,08	31	31
5	0	151	100	-51	100	100	0,1350	-0,0002	0,1352	481,95	481,97	481,96	446,50	35,10	31	31
6	0	151	100	-51	100	100	0,1352	-0,0002	0,1353	481,97	481,99	481,98	446,50	35,12	31	31
7	0	151	100	-51	100	100	0,1353	-0,0002	0,1355	481,99	482,00	482,00	446,50	35,14	31	31

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Катуньской ГЭС в Апреле

Часы	Расходы, м ³ /с						Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор, м	Мощность, МВт	
	Q _{ХС}	Q _{ПБ}	Q _{СП}	Q _{ВДХР}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач} ^{ББ}	Z _{кон} ^{ББ}	Z _{ср} ^{ББ}	Z _{НБ}	H _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{раб}
10	0	244	100	39	283	283	0,1355	0,0001	0,1354	482,00	481,99	482,00	447,29	34,35	86	86
11	0	244	100	77	321	321	0,1354	0,0003	0,1351	481,99	481,96	481,98	447,43	34,19	97	97
12	0	244	100	43	287	287	0,1351	0,0002	0,1349	481,96	481,94	481,95	447,30	34,29	87	87
13	0	244	100	102	346	346	0,1349	0,0004	0,1346	481,94	481,90	481,92	447,53	34,03	104	104
14	0	244	100	85	329	329	0,1346	0,0003	0,1343	481,90	481,87	481,89	447,46	34,07	99	99
15	0	244	100	78	322	322	0,1343	0,0003	0,1340	481,87	481,84	481,86	447,44	34,06	97	97
16	0	244	100	105	349	349	0,1340	0,0004	0,1336	481,84	481,80	481,82	447,54	33,92	104	104
17	0	244	100	97	341	341	0,1336	0,0003	0,1332	481,80	481,77	481,79	447,51	33,92	102	102
18	0	244	100	112	356	356	0,1332	0,0004	0,1328	481,77	481,72	481,75	447,56	33,83	106	106
19	0	244	100	70	314	314	0,1328	0,0003	0,1326	481,72	481,70	481,71	447,41	33,94	94	94
20	0	244	100	90	334	334	0,1326	0,0003	0,1323	481,70	481,66	481,68	447,48	33,84	100	100
21	0	244	100	100	344	344	0,1323	0,0004	0,1319	481,66	481,62	481,64	447,52	33,76	102	102
22	0	244	100	95	339	339	0,1319	0,0003	0,1316	481,62	481,59	481,61	447,50	33,75	101	101
23	0	244	100	80	324	324	0,1316	0,0003	0,1313	481,59	481,56	481,58	447,45	33,77	96	96
0	0	244	100	-52	192	192	0,1313	-0,0002	0,1315	481,56	481,58	481,57	446,92	34,29	58	58
1	0	244	100	-144	100	100	0,1315	-0,0005	0,1320	481,58	481,63	481,61	446,50	34,75	31	31
2	0	244	100	-144	100	100	0,1320	-0,0005	0,1325	481,63	481,69	481,66	446,50	34,80	31	31
3	0	244	100	-144	100	100	0,1325	-0,0005	0,1330	481,69	481,74	481,72	446,50	34,86	31	31
4	0	244	100	-144	100	100	0,1330	-0,0005	0,1335	481,74	481,80	481,77	446,50	34,91	31	31
5	0	244	100	-144	100	100	0,1335	-0,0005	0,1341	481,80	481,85	481,83	446,50	34,97	31	31
6	0	244	100	-144	100	100	0,1341	-0,0005	0,1346	481,85	481,91	481,88	446,50	35,02	31	31
7	0	244	100	-144	100	100	0,1346	-0,0005	0,1351	481,91	481,96	481,94	446,50	35,08	31	31
8	0	244	100	-95	149	149	0,1351	-0,0003	0,1354	481,96	482,00	481,98	446,73	34,89	46	46
9	0	244	100	-22	222	222	0,1354	-0,0001	0,1355	482,00	482,00	482,00	447,04	34,60	68	68

6
13

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Катуньской ГЭС в Сентябре

Часы	Расходы, м ³ /с						Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор, м	Мощность, МВт	
	Q _{ХС}	Q _{ПБ}	Q _{СП}	Q _{ВДХР}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач} ^{ББ}	Z _{кон} ^{ББ}	Z _{ср} ^{ББ}	Z _{НБ}	H _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{раб}
9	0	422	100	36	458	458	0,1355	0,0001	0,1354	482,00	481,99	482,00	447,91	33,73	151	151
10	0	422	100	86	508	508	0,1354	0,0003	0,1351	481,99	481,96	481,98	448,07	33,55	167	167
11	0	422	100	109	531	531	0,1351	0,0004	0,1347	481,96	481,92	481,94	448,14	33,44	174	174
12	0	422	100	92	514	514	0,1347	0,0003	0,1343	481,92	481,88	481,90	448,08	33,46	169	169
13	0	422	100	67	489	489	0,1343	0,0002	0,1341	481,88	481,86	481,87	448,01	33,50	161	161
14	0	422	100	86	508	508	0,1341	0,0003	0,1338	481,86	481,82	481,84	448,07	33,41	167	167
15	0	422	100	66	488	488	0,1338	0,0002	0,1336	481,82	481,80	481,81	448,01	33,44	160	160
16	0	422	100	51	473	473	0,1336	0,0002	0,1334	481,80	481,78	481,79	447,96	33,47	155	155
17	0	422	100	88	510	510	0,1334	0,0003	0,1331	481,78	481,75	481,77	448,07	33,34	167	167
18	0	422	100	79	501	501	0,1331	0,0003	0,1328	481,75	481,72	481,74	448,05	33,33	164	164
19	0	422	100	105	527	527	0,1328	0,0004	0,1324	481,72	481,68	481,70	448,13	33,21	172	172
20	0	422	100	101	523	523	0,1324	0,0004	0,1320	481,68	481,64	481,66	448,11	33,19	170	170
21	0	422	100	180	602	602	0,1320	0,0006	0,1314	481,64	481,57	481,61	448,34	32,91	194	194
22	0	422	100	182	604	604	0,1314	0,0007	0,1307	481,57	481,50	481,54	448,35	32,83	194	194
23	0	422	100	-17	406	406	0,1307	-0,0001	0,1308	481,50	481,51	481,51	447,74	33,41	133	133
0	0	422	100	-102	320	320	0,1308	-0,0004	0,1312	481,51	481,55	481,53	447,43	33,74	106	106
1	0	422	100	-140	282	282	0,1312	-0,0005	0,1317	481,55	481,60	481,58	447,29	33,93	94	94
2	0	422	100	-173	249	249	0,1317	-0,0006	0,1323	481,60	481,66	481,63	447,15	34,12	83	83
3	0	422	100	-219	203	203	0,1323	-0,0008	0,1331	481,66	481,75	481,71	446,96	34,39	69	69
4	0	422	100	-199	223	223	0,1331	-0,0007	0,1338	481,75	481,82	481,79	447,05	34,38	75	75
5	0	422	100	-187	235	235	0,1338	-0,0007	0,1345	481,82	481,89	481,86	447,10	34,40	79	79
6	0	422	100	-166	256	256	0,1345	-0,0006	0,1351	481,89	481,96	481,93	447,18	34,39	86	86
7	0	422	100	-101	321	321	0,1351	-0,0004	0,1354	481,96	481,99	481,98	447,43	34,19	108	108
8	0	422	100	-20	402	402	0,1354	-0,0001	0,1355	481,99	482,00	482,00	447,72	33,92	134	134

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Катуньской ГЭС в Октябре

Часы	Расходы, м ³ /с						Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор, м	Мощность, МВт	
	Q _{ХС}	Q _{ПБ}	Q _{СП}	Q _{ВДХР}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач} ^{ВБ}	Z _{кон} ^{ВБ}	Z _{ср} ^{ВБ}	Z _{НБ}	H _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{раб}
8	0	313	100	8	321	321	0,1355	0,0000	0,1355	482,00	482,00	482,00	447,43	34,21	108	108
9	0	313	100	61	374	374	0,1355	0,0002	0,1353	482,00	481,98	481,99	447,63	34,00	125	125
10	0	313	100	30	343	343	0,1353	0,0001	0,1351	481,98	481,97	481,98	447,52	34,10	115	115
11	0	313	100	36	349	349	0,1351	0,0001	0,1350	481,97	481,95	481,96	447,54	34,06	117	117
12	0	313	100	27	340	340	0,1350	0,0001	0,1349	481,95	481,94	481,95	447,50	34,09	114	114
13	0	313	100	24	337	337	0,1349	0,0001	0,1348	481,94	481,93	481,94	447,49	34,09	113	113
14	0	313	100	27	340	340	0,1348	0,0001	0,1347	481,93	481,92	481,93	447,50	34,07	114	114
15	0	313	100	-26	287	287	0,1347	-0,0001	0,1348	481,92	481,93	481,93	447,30	34,27	97	97
16	0	313	100	60	373	373	0,1348	0,0002	0,1346	481,93	481,91	481,92	447,62	33,94	124	124
17	0	313	100	145	458	458	0,1346	0,0005	0,1341	481,91	481,85	481,88	447,91	33,61	151	151
18	0	313	100	198	511	511	0,1341	0,0007	0,1334	481,85	481,78	481,82	448,08	33,38	167	167
19	0	313	100	200	513	513	0,1334	0,0007	0,1327	481,78	481,70	481,74	448,08	33,30	168	168
20	0	313	100	165	478	478	0,1327	0,0006	0,1321	481,70	481,64	481,67	447,98	33,33	156	156
21	0	313	100	73	386	386	0,1321	0,0003	0,1318	481,64	481,61	481,63	447,67	33,60	127	127
22	0	313	100	73	386	386	0,1318	0,0003	0,1315	481,61	481,59	481,60	447,67	33,57	127	127
23	0	313	100	-42	271	271	0,1315	-0,0002	0,1317	481,59	481,60	481,60	447,24	34,00	90	90
0	0	313	100	-105	208	208	0,1317	-0,0004	0,1321	481,60	481,64	481,62	446,98	34,28	70	70
1	0	313	100	-150	163	163	0,1321	-0,0005	0,1326	481,64	481,70	481,67	446,79	34,52	55	55
2	0	313	100	-155	158	158	0,1326	-0,0006	0,1332	481,70	481,76	481,73	446,77	34,60	54	54
3	0	313	100	-185	128	128	0,1332	-0,0007	0,1338	481,76	481,83	481,80	446,63	34,81	44	44
4	0	313	100	-165	148	148	0,1338	-0,0006	0,1344	481,83	481,89	481,86	446,72	34,78	51	51
5	0	313	100	-168	145	145	0,1344	-0,0006	0,1350	481,89	481,95	481,92	446,71	34,85	50	50
6	0	313	100	-84	229	229	0,1350	-0,0003	0,1353	481,95	481,99	481,97	447,07	34,54	78	78
7	0	313	100	-35	278	278	0,1353	-0,0001	0,1355	481,99	482,00	482,00	447,27	34,37	94	94

8
13

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Катуньской ГЭС в Ноябре

Часы	Расходы, м ³ /с						Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор, м	Мощность, МВт	
	Q _{ХС}	Q _{ПБ}	Q _{СП}	Q _{ВДХР}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач} ^{ББ}	Z _{кон} ^{ББ}	Z _{ср} ^{ББ}	Z _{НБ}	H _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{раб}
9	0	258	100	34	292	292	0,1355	0,0001	0,1354	482,00	481,99	482,00	447,32	34,32	88	88
10	0	258	100	-6	252	252	0,1354	0,0000	0,1354	481,99	481,99	481,99	447,17	34,46	76	76
11	0	258	100	28	286	286	0,1354	0,0001	0,1353	481,99	481,98	481,99	447,30	34,33	86	86
12	0	258	100	4	262	262	0,1353	0,0000	0,1353	481,98	481,98	481,98	447,21	34,41	79	79
13	0	258	100	62	320	320	0,1353	0,0002	0,1351	481,98	481,96	481,97	447,43	34,18	96	96
14	0	258	100	76	334	334	0,1351	0,0003	0,1348	481,96	481,93	481,95	447,48	34,11	100	100
15	0	258	100	89	347	347	0,1348	0,0003	0,1345	481,93	481,89	481,91	447,53	34,02	104	104
16	0	258	100	118	376	376	0,1345	0,0004	0,1340	481,89	481,85	481,87	447,63	33,88	112	112
17	0	258	100	120	378	378	0,1340	0,0004	0,1336	481,85	481,80	481,83	447,64	33,83	113	113
18	0	258	100	182	440	440	0,1336	0,0007	0,1330	481,80	481,74	481,77	447,85	33,56	130	130
19	0	258	100	211	469	469	0,1330	0,0008	0,1322	481,74	481,66	481,70	447,95	33,39	138	138
20	0	258	100	200	458	458	0,1322	0,0007	0,1315	481,66	481,58	481,62	447,91	33,35	134	134
21	0	258	100	154	412	412	0,1315	0,0006	0,1309	481,58	481,52	481,55	447,76	33,43	121	121
22	0	258	100	154	412	412	0,1309	0,0006	0,1304	481,52	481,46	481,49	447,76	33,37	121	121
23	0	258	100	-100	158	158	0,1304	-0,0004	0,1307	481,46	481,50	481,48	446,77	34,35	48	48
0	0	258	100	-160	98	98	0,1307	-0,0006	0,1313	481,50	481,56	481,53	446,49	34,68	30	30
1	0	258	100	-160	98	98	0,1313	-0,0006	0,1319	481,56	481,62	481,59	446,49	34,74	30	30
2	0	258	100	-160	98	98	0,1319	-0,0006	0,1325	481,62	481,68	481,65	446,49	34,80	30	30
3	0	258	100	-160	98	98	0,1325	-0,0006	0,1330	481,68	481,74	481,71	446,49	34,86	30	30
4	0	258	100	-160	98	98	0,1330	-0,0006	0,1336	481,74	481,80	481,77	446,49	34,92	30	30
5	0	258	100	-160	98	98	0,1336	-0,0006	0,1342	481,80	481,86	481,83	446,49	34,98	30	30
6	0	258	100	-160	98	98	0,1342	-0,0006	0,1348	481,86	481,92	481,89	446,49	35,04	30	30
7	0	258	100	-160	98	98	0,1348	-0,0006	0,1353	481,92	481,99	481,96	446,49	35,11	30	30
8	0	258	100	-48	210	210	0,1353	-0,0002	0,1355	481,99	482,00	482,00	446,99	34,65	64	64

13
9

Окончание приложения Б

Таблица Б.8 – Расчет сработки-наполнения водохранилища Катуньской ГЭС в Декабре

Часы	Расходы, м ³ /с						Объёмы, км ³			Отметки, м				Напор, м	Мощность, МВт	
	Q _{ХС}	Q _{ПБ}	Q _{СП}	Q _{ВДХР}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач} ^{ББ}	Z _{кон} ^{ББ}	Z _{ср} ^{ББ}	Z _{НБ}	H _{ГЭС}	N _{ГЭС}	N _{раб}
9	0	189	100	19	208	208	0,1355	0,0001	0,1354	482,00	482,00	482,00	446,98	34,66	63	63
10	0	189	100	70	259	259	0,1354	0,0003	0,1352	482,00	481,97	481,99	447,19	34,44	79	79
11	0	189	100	108	297	297	0,1352	0,0004	0,1348	481,97	481,93	481,95	447,34	34,25	90	90
12	0	189	100	68	257	257	0,1348	0,0002	0,1345	481,93	481,90	481,92	447,19	34,37	78	78
13	0	189	100	53	242	242	0,1345	0,0002	0,1344	481,90	481,88	481,89	447,12	34,41	73	73
14	0	189	100	52	241	241	0,1344	0,0002	0,1342	481,88	481,86	481,87	447,12	34,39	73	73
15	0	189	100	65	254	254	0,1342	0,0002	0,1339	481,86	481,84	481,85	447,17	34,32	77	77
16	0	189	100	50	239	239	0,1339	0,0002	0,1338	481,84	481,82	481,83	447,11	34,36	72	72
17	0	189	100	96	285	285	0,1338	0,0003	0,1334	481,82	481,78	481,80	447,30	34,14	86	86
18	0	189	100	128	317	317	0,1334	0,0005	0,1329	481,78	481,73	481,76	447,42	33,98	95	95
19	0	189	100	114	303	303	0,1329	0,0004	0,1325	481,73	481,69	481,71	447,37	33,98	91	91
20	0	189	100	70	259	259	0,1325	0,0003	0,1323	481,69	481,66	481,68	447,19	34,13	78	78
21	0	189	100	30	219	219	0,1323	0,0001	0,1322	481,66	481,65	481,66	447,03	34,27	66	66
22	0	189	100	-89	100	100	0,1322	-0,0003	0,1325	481,65	481,69	481,67	446,50	34,81	31	31
23	0	189	100	-89	100	100	0,1325	-0,0003	0,1328	481,69	481,72	481,71	446,50	34,85	31	31
0	0	189	100	-89	100	100	0,1328	-0,0003	0,1331	481,72	481,75	481,74	446,50	34,88	31	31
1	0	189	100	-89	100	100	0,1331	-0,0003	0,1335	481,75	481,79	481,77	446,50	34,91	31	31
2	0	189	100	-89	100	100	0,1335	-0,0003	0,1338	481,79	481,82	481,81	446,50	34,95	31	31
3	0	189	100	-89	100	100	0,1338	-0,0003	0,1341	481,82	481,86	481,84	446,50	34,98	31	31
4	0	189	100	-89	100	100	0,1341	-0,0003	0,1344	481,86	481,89	481,88	446,50	35,02	31	31
5	0	189	100	-89	100	100	0,1344	-0,0003	0,1347	481,89	481,92	481,91	446,50	35,05	31	31
6	0	189	100	-89	100	100	0,1347	-0,0003	0,1351	481,92	481,96	481,94	446,50	35,08	31	31
7	0	189	100	-89	100	100	0,1351	-0,0003	0,1354	481,96	481,99	481,98	446,50	35,12	31	31
8	0	189	100	-18	171	171	0,1354	-0,0001	0,1355	481,99	482,00	482,00	446,82	34,82	52	52

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Данные для подбора типа гидравлической турбины и проектирования
проточной части

Марка	Горизонтальные				Вертикальные							
	ПЛ110-ГК	ПЛ115-ГК	ПЛ120-ГК	ПЛ225-ГК	ПЛ120-В	ПЛ130а-В	ПЛ130б-В	ПЛ140а-В	ПЛ140б-В	ПЛ150-В	ПЛ160-В	ПЛ170-В
№ УХ	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$H_{пред.}$ М	10	15	20	25	20	30	30	40	40	50	60	70
H_{min}/H_{max}	0.33	0.33	0.35	0.35	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
$\Pi_{орт.}$ об/м	150	145	155	150	146	126	130	125	123	116	116	106
$Q_{1.орт.}$ л/с	1800	1700	1580	1680	1160	890	1270	1020	1150	1000	1080	860
$\Pi_{м.орт.}$	0.924	0.916	0.918	0.912	0.920	0.912	0.911	0.913	0.904	0.916	0.913	0.902
$Q_{1.макс.}$ л/с	3250	3000	2750	2750	2000	1950	1900	1800	1700	1500	1500	1400
$\sigma(Q_{1.макс.})$	2.4	2.1	1.8	1.6	1.0	1.0	1.0	0.65	0.65	0.60	0.55	0.55
D_1 м	0.460	0.460	0.460	0.460	0.500	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460	0.460
$H_{мод.}$ М	3	3	3	3	10	4	8	4	4	12	12	4
$t_{мод.}$ °С	16	6	18	18	20	5	21	10	20	21	20	4

Марка	Диагональные						
	ПЛД50-В60°	ПЛД60-В60°	ПЛД70-В60°	ПЛД90-В45°	ПЛД115-В45°	ПЛД140-В45°	ПЛД170-В30°
№ УХ	13	14	15	16	17	18	19
$H_{пред.}$ М	50	60	70	90	115	140	170
H_{min}/H_{max}	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
$\Pi_{орт.}$ об/м	113	111	107	85	83	85	80
$Q_{1.орт.}$ л/с	1100	1130	1020	820	830	800	650
$\Pi_{м.орт.}$	0.910	0.906	0.907	0.921	0.916	0.921	0.909
$Q_{1.макс.}$ л/с	1650	1600	1600	1300	1200	1100	1100
$\sigma(Q_{1.макс.})$	0.60	0.65	0.60	0.45	0.40	0.35	0.32
D_1 м	0.350	0.460	0.345	0.460	0.460	0.460	0.325
$H_{мод.}$ М	5	12	6	4	4	4	5
$t_{мод.}$ °С	16	20	7	16	9	7	16

Марка	Радиально - осевые										
	РО45 - В	РО75 - В	РО115-В	РО140-В	РО170а-В	РО170б-В	РО230а-В	РО230б-В	РО310-В	РО400-В	РО500-В
№ УХ	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$H_{пред.}$ М	45	75	115	140	170	170	230	230	310	400	500
H_{min}/H_{max}	0.60	0.60	0.60	0.60	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.70	0.80
$\Pi_{орт.}$ об/м	82	83	75	73	68	69	66	69	64	65	66
$Q_{1.орт.}$ л/с	1200	1020	900	840	625	585	535	500	400	237	227
$\Pi_{м.орт.}$	0.921	0.920	0.927	0.927	0.923	0.928	0.927	0.926	0.928	0.908	0.907
$Q_{1.макс.}$ л/с	1430	1200	1080	980	780	670	640	580	500	310	280
$\sigma(Q_{1.макс.})$	0.23	0.13	0.15	0.15	0.07	0.12	0.085	0.065	0.075	0.04	0.04
D_1 м	0.460	0.460	0.5156	0.515	0.4355	0.5587	0.625	0.630	0.388	0.800	0.800
$H_{мод.}$ М	4	4	4	4	4	4	4	4	30	5	5
$t_{мод.}$ °С	8	20	2	16	7	4	8	7	20	19	19

Рисунок В.1 – Основные параметры модельных реактивных гидротурбин

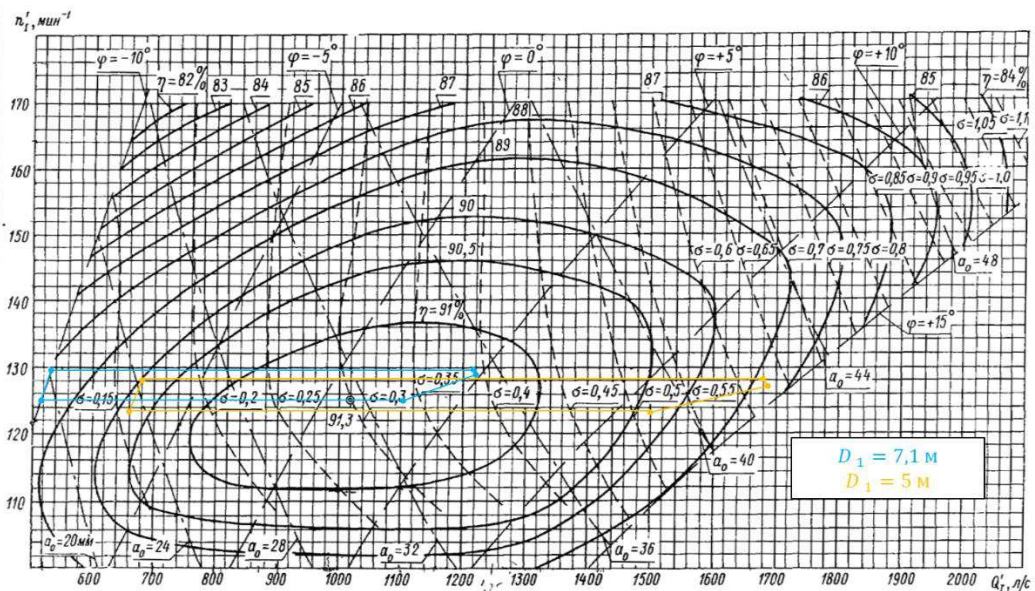


Рисунок В.2 – Зоны работы гидротурбины ПЛ 40а-В с диаметрами 7,1 и 5 М

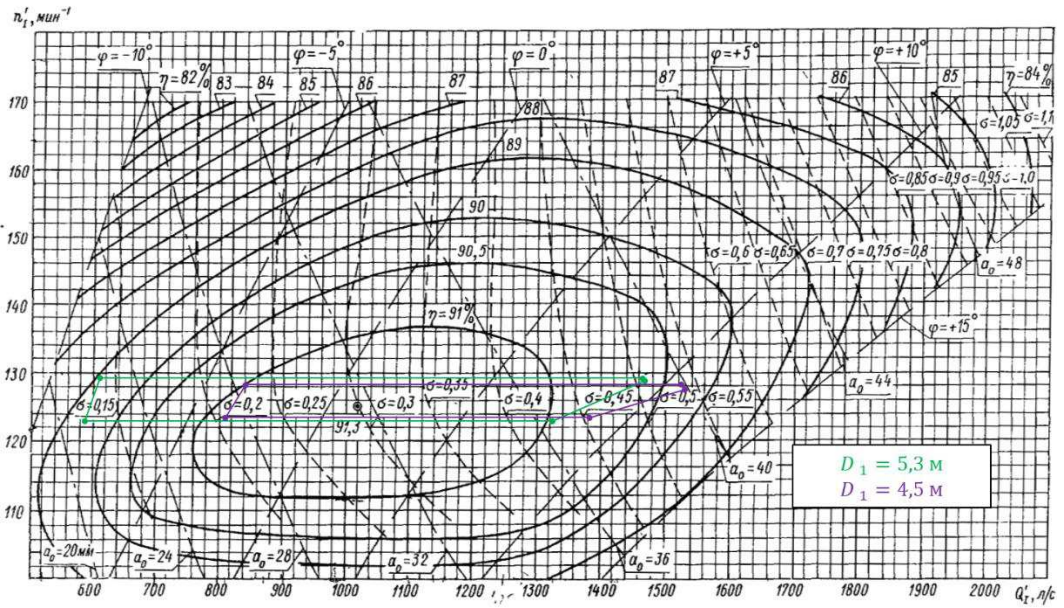


Рисунок В.3 – Зоны работы гидротурбины ПЛ 40а-В с диаметрами 5,3 и 4,5 м

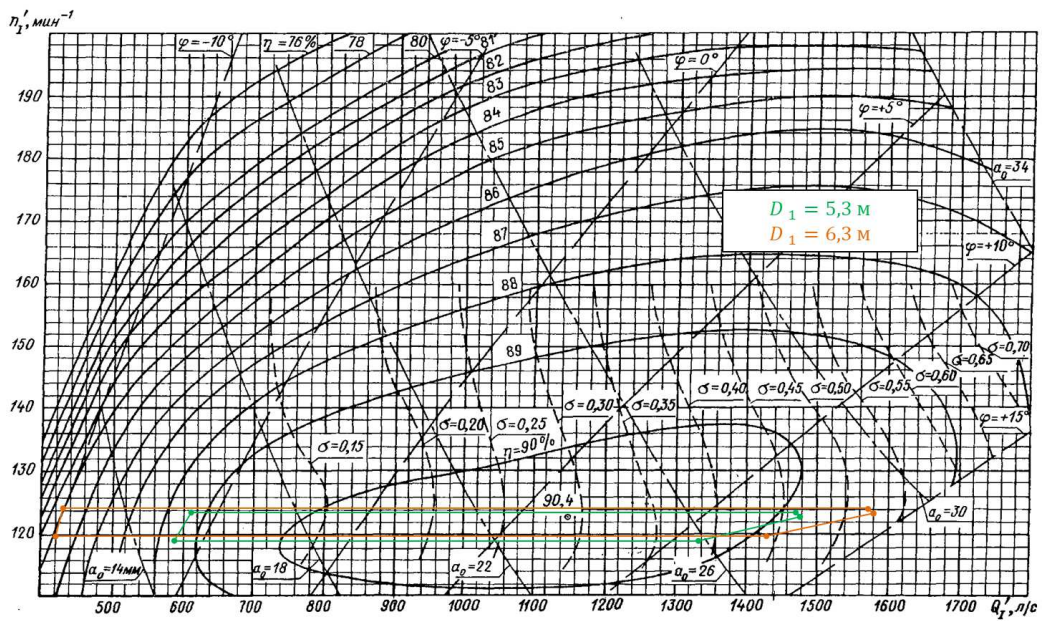


Рисунок В.4 – Зоны работы гидротурбины ПЛ 40б-В с диаметрами 5,3 и 6,3 м

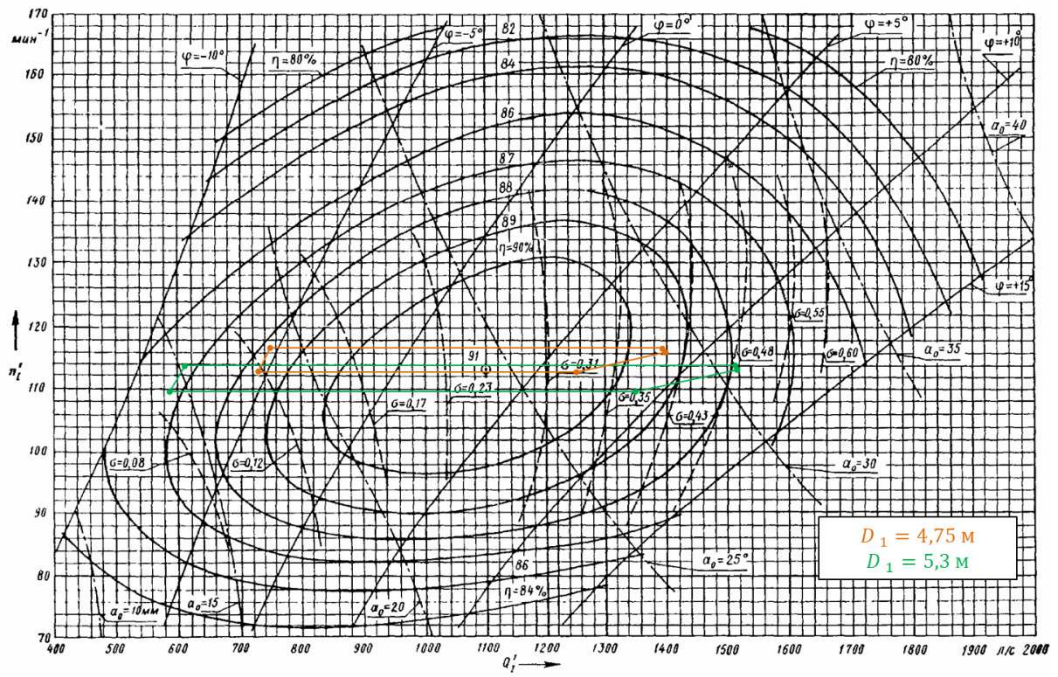


Рисунок В.5 – Зоны работы гидротурбины ПЛД50-В60° с диаметрами 4,75 и 5,3 м

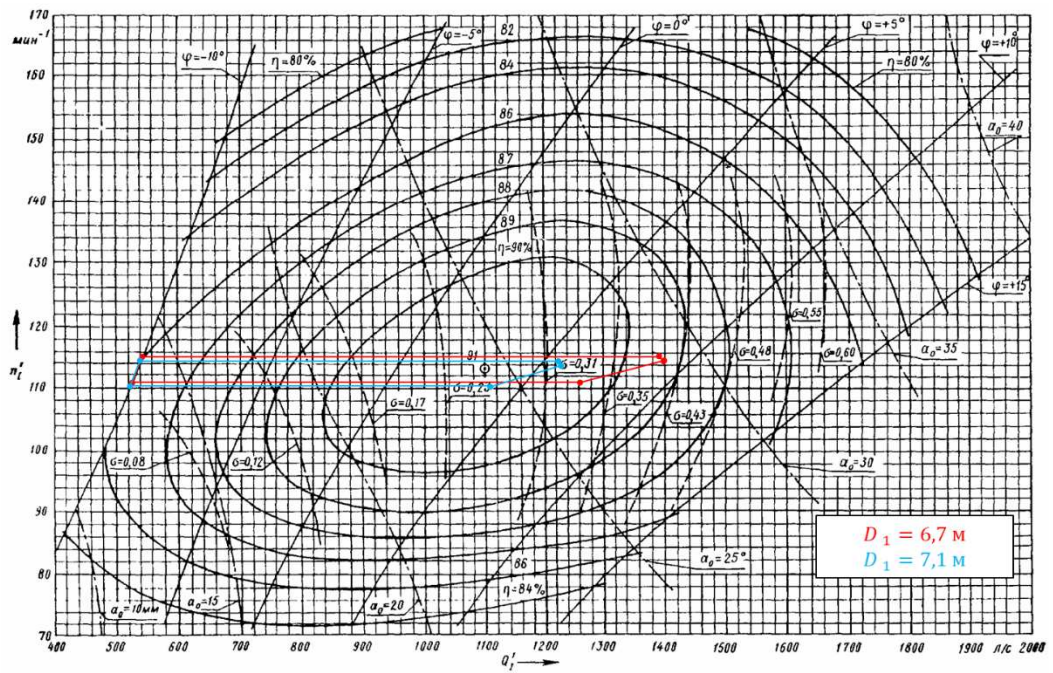


Рисунок В.6 – Зоны работы гидротурбины ПЛД50-В60° с диаметрами 6,7 и 7,1 м

14
3

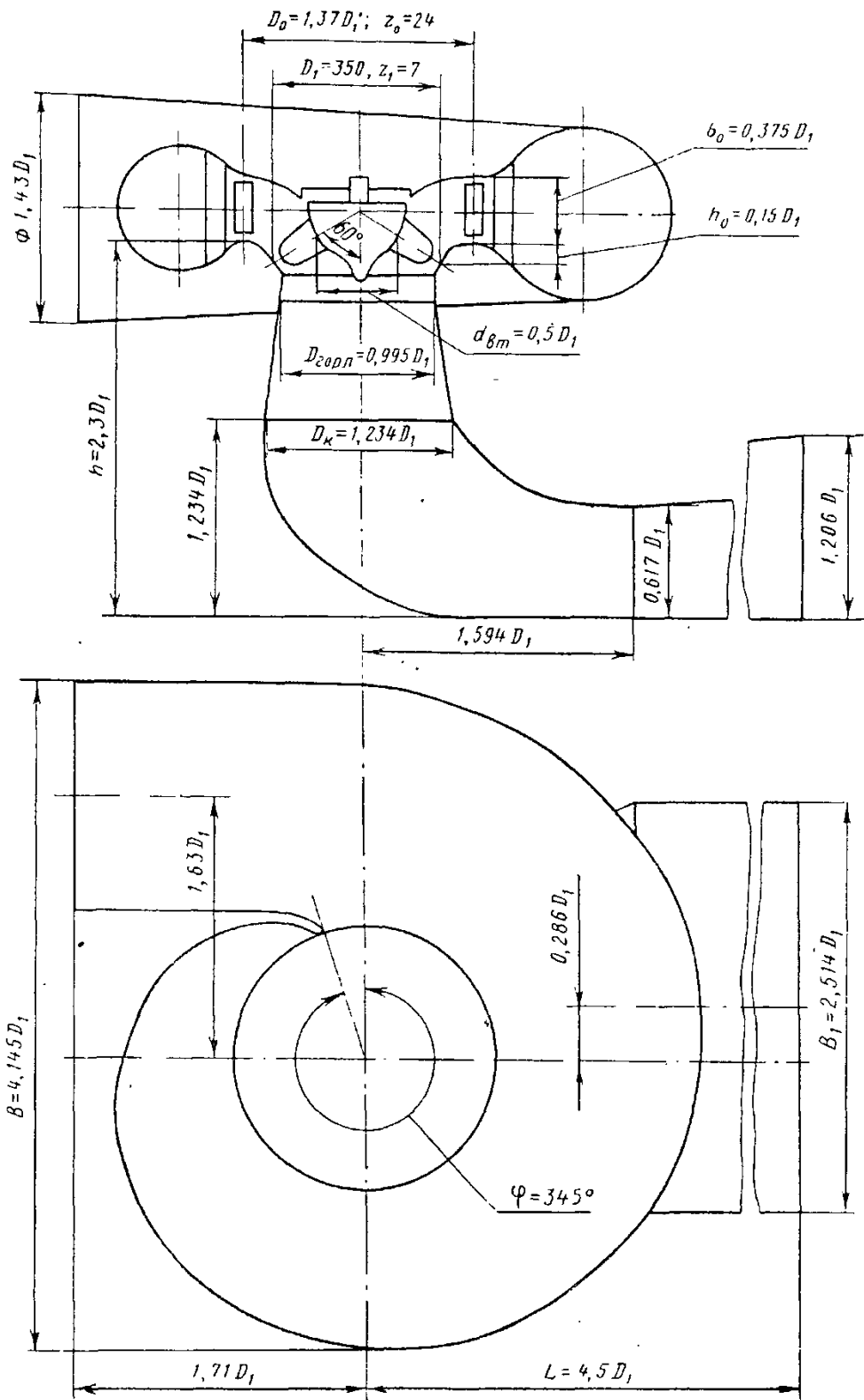


Рисунок В.7 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛД50-В60°

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Чертеж спиральной камеры

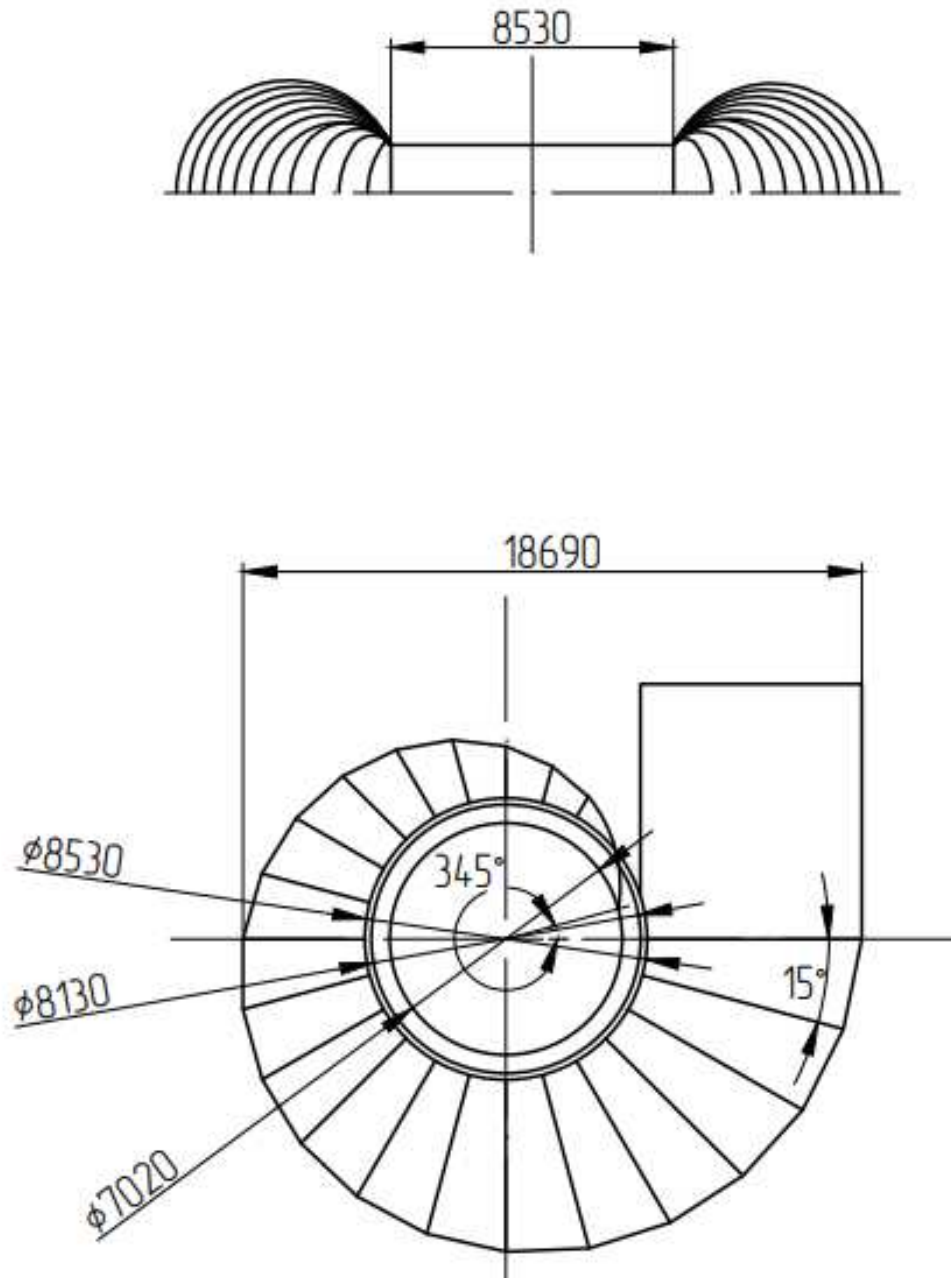


Рисунок Г.1 – Чертеж спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Карта уставок и матрица отключений МП электрических защит ГТ

Таблица Д.1 – Карта уставок МП электрических защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Продольная дифференциальная защита	IΔG	Ток срабатывания, I _{ср.0}	0,18 · I _Н	0,805 А	
		Коэффициент торможения, K _T	0,45	–	
		Уставка начального торможения, I _{НТ}	0,4 · I _Н	1,79 А	
		Тормозной ток, В	1,5 · I _Н	6,71 А	
		ОТС, I _{ОТС}	5 · I _Н	22,35 А	
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	–	5 В
		t ₂	U _{0G}	–	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _T	1,5	–	
ЗПН	U [∧]	2 ступень	U _{ср2}	1,4 · U _Н	140 В
		1 ступень	U _{ср1}	1,2 · U _Н	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I ₂	СО	I _{2сигн}	0,07 · I _Н	0,31 А
		ПО	I _{2ПУСК}	0,15 · I _Н	0,67 А
		ОТС I	I _{2с.з.}	0,19 · I _Н	0,85 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I ₁	СО	I _{сигн}	1,07 · I _Н	4,78 А
		ПО	I _{1ПУСК}	1,1 · I _Н	4,92 А
		ОТС	I _{1ОТС}	1,53 · I _Н	6,84 А
ДЗ	Z ^v	1 ступень	Z _I	0,085	1,1 Ом
			Z _{сMI}	0,15 · Z ₁	0,17 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0,35	4,5 Ом
			Z _{сMII}	0,15 · Z ₂	0,675 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p сИГН.}	1,07 · I _Н	5,13 А
		ПО	I _{p ПУСК.}	1,1 · I _Н	5,27 А
		ОТС	I _{p ПУСК.}	2,245 · I _Н	10,75 А

Окончание приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица отключений

Защиты		Команды							
Наименование	Обозначение	Отключение ВГГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск СВПТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал	
Продольная дифференциальная защита	ІΔG	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+	
		t ₂	+	+	+				
	U ₀₃	t	+	+	+				
ЗПН	U >	1 ступень t ₁	+	+					
		2 ступень t ₂	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I ₂	СО						+	
		ІО	+	+					
		ОТС І	t ₁					+	
			t ₂					+	
t ₃	+	+							
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I ₁	СО						+	
		ІО	+	+					
		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						+	
		ІО	+	+					
		Отсечка	+	+					

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Нагрузки и воздействия на водосливную плотину

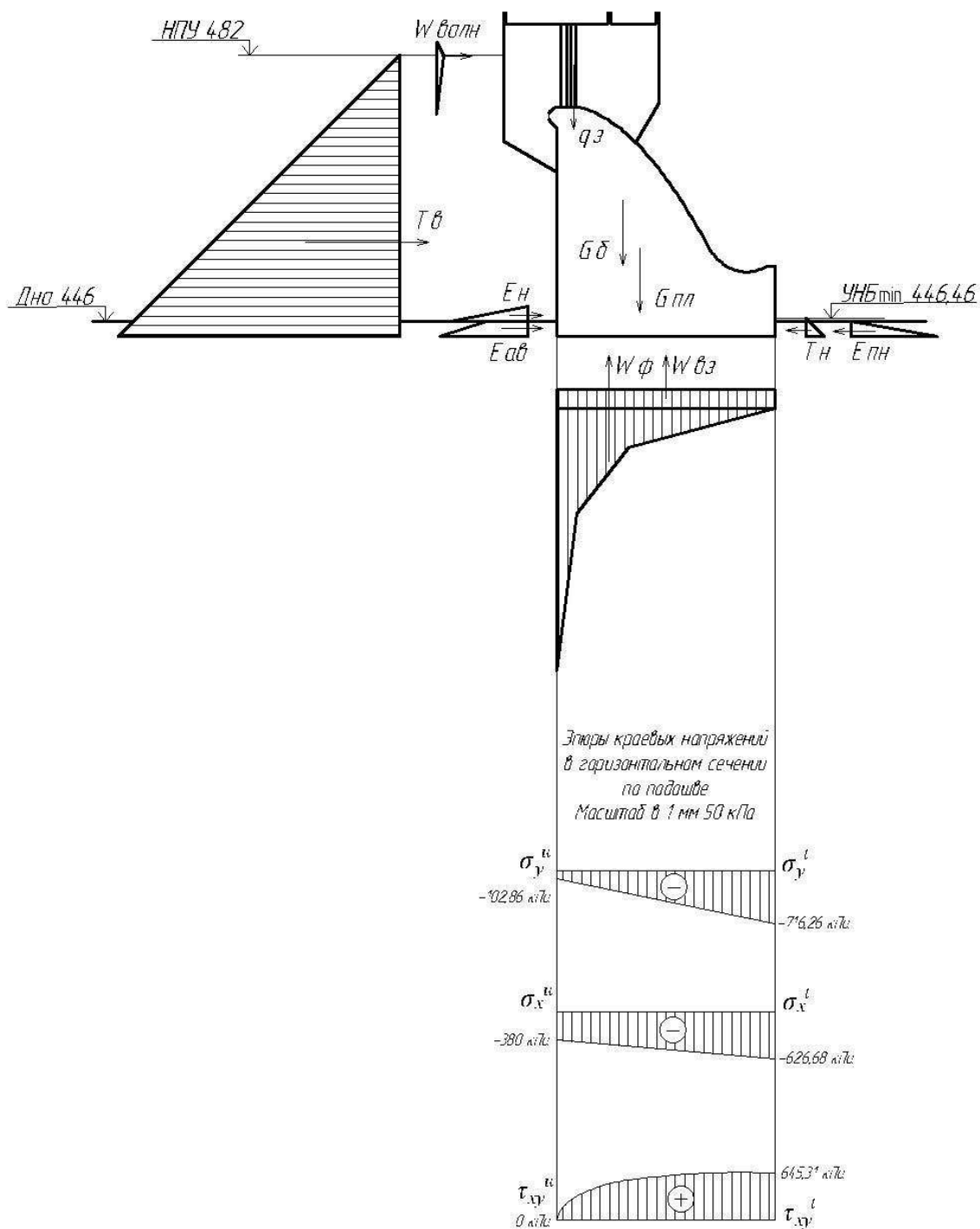


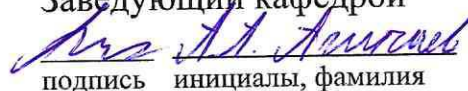
Рисунок Е.1 – Нагрузки и воздействия на водосливную плотину

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал СФУ
институт

Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем
и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой





подпись инициалы, фамилия

« 03 » 04 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

Проектирование Катуньской ГЭС на реке Катунь. Виды заземления нейтрали
тема
сетей среднего напряжения 6-35 кВ. Защита от замыканий на землю в сетях
собственных нужд ГЭС

Руководитель	 03.07.2020	инженер по РЗА	<u>В.В.Кислер</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	 03.07.2020		<u>В.Е.Кожемякин</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск, 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Катуньской ГЭС на реке Катунь. Виды заземления нейтрали сетей среднего напряжения 6-35 кВ. Защита от замыканий на землю в сетях собственных нужд ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайд 28.06.20
подпись, дата

В.И. Зайцева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. Мамин 02.07.20
подпись, дата

А.В. Мамин
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мирош 03.07.20
подпись, дата

А.А. Мирош
инициалы, фамилия

МП электрические защиты

М.В. Шурков 03.07.20
подпись, дата

М.В. Шурков
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Удов. 02.07.20
подпись, дата

Н.П. Удовикова
инициалы, фамилия

Мероприятия по охране труда,
пожарной безопасности, охране
окружающей среды

Куроч 02.07.20
подпись, дата

Куроч Н.А.
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

В.В. Лапачева 02.07.20
подпись, дата

В.В. Лапачева
инициалы, фамилия

Нормоконтроллер

Мам 02.07.20
подпись, дата

А.А. Габанова
инициалы, фамилия