

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал СФУ
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись.

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИЛЮЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИЛЮЙ.
ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТА – ПРИНЦИП
ДЕЙСТВИЯ, НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

тема

Руководитель _____

канд. техн. наук, и.о.

заведующий кафедрой ГГЭЭС

Саяно-Шушенского филиала СФУ А.А. Ачитаев

подпись, дата

должность

инициалы, фамилия

Выпускник _____

подпись, дата

И.М. Шадрин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Виллойской ГЭС на реке Виллой. Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия, нормы и требования».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВИЛЮЙСКОЙ ГЭС.....	8
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 Общие сведения.....	11
1.1 Природные условия	11
1.1.1 Климат.....	11
1.1.2 Гидрологические данные	11
1.1.3 Сейсмологические условия.....	12
1.1.4 Инженерно-геологические условия	12
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	13
2 Водно-энергетические расчёты	14
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	14
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы.....	15
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	15
2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями	16
2.5 Определение типа регулирования ГЭС	16
2.6 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф	17
2.7 Баланс энергии.....	18
2.8 Водно-энергетический расчёт в маловодном году	18
2.9 Определение рабочих мощностей	19
2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования	20
2.11 Баланс мощностей.....	21
2.12 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	21
2.13 Построение режимного поля	22
3 Основное и вспомогательное оборудование	23
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	23
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	23
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса.....	23
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	25
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	26
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры	26
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	27
3.5.1 Расчёт вала на прочность	27
3.5.2 Расчёт подшипника	27
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	28
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	29
4 Электрическая часть	30

4.1	Выбор структурной схемы ГЭС	30
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	30
4.2.1	Выбор синхронных генераторов	30
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	30
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком	31
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд	32
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	32
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР.....	33
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	35
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов	35
4.6.1	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	35
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	35
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	36
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	36
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	36
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	36
4.9	Выбор параметров КРУЭ	37
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	38
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	38
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	38
5.3	Расчёт номинальных токов	39
5.4	Описание защит и расчёт их уставок	40
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	40
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	42
5.4.3	Защита от повышения напряжения	44
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	44
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	47
5.4.6	Дистанционная защита генератора	48
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	50
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	51
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	51
6	Компоновка сооружения и гидроузла	52
6.1	Назначение класса ГТС	52
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	52
6.2.1	Определение отметки гребня плотины	52
6.2.1.1	Грунтовая плотина	52
6.2.1.2	Бетонная плотина	54
6.2.2	Гидравлические расчёты	54

6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта	54
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива	56
6.2.2.3	Проверка пропуск поперечного расчётного расхода.....	57
6.2.2.4	Построение профиля водосливной грани	58
6.2.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	58
6.2.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	59
6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы.....	61
6.3	Конструирование плотины.....	62
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	62
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	62
6.3.3	Быки	63
6.3.4	Устой	63
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин	63
6.3.6	Галереи в теле плотины	64
6.4	Основные элементы плотины	64
6.4.1	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	64
6.4.1.1	Противофильтрационная завеса	64
6.4.1.2	Дренажные устройства в основании	65
6.5	Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины.....	65
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	65
6.5.1.1	Вес сооружения и затворов	65
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды.....	66
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	66
6.5.1.4	Сила фильтрационного давления	67
6.5.1.5	Давление грунта	67
6.5.1.6	Волновое давление.....	68
6.5.2	Оценка прочности плотины	69
6.5.3	Критерии прочности плотины и её основания.....	71
6.5.4	Обоснование устойчивости плотины.....	72
7	Мероприятия по охране окружающей среды	73
7.1	Общие сведения о районе строительства	73
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	75
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	77
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	78
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	79
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда	81
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	81
8.2	Пожарная безопасность	82
8.3	Охрана труда.....	83
9	Технико-экономические показатели	86

9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	86
9.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	86
9.1.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	86
9.1.3	Налоговые расходы.....	87
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	88
9.3	Анализ денежных потоков	88
9.4	Оценка инвестиционного проекта.....	88
9.4.1	Методология, исходные данные	89
9.4.2	Коммерческая эффективность	89
9.4.3	Бюджетная эффективность	90
10	Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия. Нормы и требования.....	91
10.1	Автоматическая система управления технологическим процессом.....	91
10.1.1	Структура АСУ ТП	91
10.2	ГМЗ. Нормы и требования	92
10.3	Аварийные и предупреждающие сигналы ГМЗ Светлинской ГЭС	94
10.3.1	Аварийное повышение температуры сегментов подпятника.....	94
10.3.2	Аварийное повышение температуры сегментов подшипника генератора	94
10.3.3	Аварийное повышение температуры горячего воздуха.....	95
10.3.4	Аварийное повышение температуры генератора (СТК).....	95
10.3.5	Авария МНУ	95
10.3.6	Аварийное давление МНУ	95
10.3.7	аварийный уровень МНУ	95
10.3.8	СТОП 3	96
10.3.9	Пожар в генераторе.....	96
10.3.10	Авария ПШТ	96
10.3.11	Аварийный уровень масла в ПП.....	97
10.3.12	Аварийный уровень масла в ПШГ	97
10.3.13	Разгон 2 ступени.....	97
10.3.14	Прекращение циркуляции воды на охлаждение ПП.....	98
10.4	СТОП 1, СТОП 2, СТОП 3	98
10.4.1	СТОП 1	98
10.4.2	СТОП 2	98
10.4.3	СТОП 3	99
10.5	Резервирование ГМЗ, работа ЗАЗ и ПЗАЗ	99
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	102
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Общие сведения.....	106
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчёты	110
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование	128
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Электрическая часть	131
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	136

ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Компоновка сооружения и гидроузла	143
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Техничко-экономические показатели.....	145
ПРИЛОЖЕНИЕ И. Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия. Нормы и требования.....	149

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВИЛЮЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Вилюй.
2. Местонахождение ГЭС.....Республика Саха.
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....724 м³/с;
 - б) всех турбин.....1092 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%.....2040 м³/с;
1,0%..... 1880 м³/с;
 - г) минимальный.....200 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ.....181,00;
ФПУ..... 182,00;
УМО.....162,10;
 - в) объём: полный.....8,23 км³;
полезный.....5,92 км³.
6. Напор ГЭС:
 - а) максимальный.....48,1 м;
 - б) расчётный.....33,0 м;
 - в) минимальный.....25,0 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность.....330 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....1,31 млрд. кВт · ч;
 - в) число часов использования установленной мощности.....6183 час.
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная глухая бетонная плотина.....63,0 м/57,4 м;
 - б) станционная часть.....147,0 м/57,4 м;
 - в) левобережная грунтовая плотина.....124,7 м.
9. Водобросные сооружения:
 - а) тип..... способ отброшенной струи;
 - б) число и размер пролётов.....2 по 8 м;
 - в) общая длина.....52,0 м;
 - г) максимальная высота.....57,4 м.
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....приплотинный;
 - б) число агрегатов.....6;
 - в) грунт в основании.....гранит;
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидального сечения;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая.
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины.....ПЛ50-В-475;
 - б) тип генератора.....СВ-808/130-40 У4;

- в) полная мощность генератора.....64,7 МВ·А;
- г) активная мощность генератора.....55,0 МВт;
- д) частота вращения.....150 об./мин.;
- е) тип трансформаторов.....ТДЦ-80000/220.

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....137 мес.;
- б) себестоимость.....0,27 руб./кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....76009 руб./кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии является неотъемлемым условием существования человечества. В настоящее время количество потребителей электрической энергии стремительно расчёт за счёт развития технологий, в связи с этим, необходимо наращивать генерирующие мощности. Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях различного типа.

Гидроэлектростанции занимают фундаментальное место в современных энергосистемах, выполняя основную роль регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывая пиковые части графиков нагрузки.

Красноярский край так же, как и другие регионы Российской Федерации на сегодняшний день интенсивно развивается. Энергосистема округа становится остродефицитной. Собственное производство электроэнергии в регионе составляет около 34% от общего потребления. Потребление электроэнергии в крае в течение дня активно меняется, поскольку основным потребителем электроэнергии является население, поэтому данной системе крайне необходим мощный и маневренный источник электроэнергии. Красноярский край богат полезными ископаемыми, для добычи которых требуется большое количество электрической энергии. Этот край также имеет уникальную речную систему, но их гидроэнергетический потенциал использован не с максимальной эффективностью и выжимкой.

Все это способствует созданию на территории области современной мощной гидроэлектростанции, которая решит практически все проблемы электроэнергетики этого региона. Также стоит отметить экологическую составляющую вопроса. Несмотря на создание водохранилищ, которые сопровождаются затоплением территорий, гидроэлектростанции являются одним из самых экологически чистых источников энергии.

В данной работе рассмотрен проект Вилуйской ГЭС на реке Вилуй. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Вилуйской ГЭС.

1 Общие сведения

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат в Республике Саха (Якутия) резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. На территории республики Якутия, в Оймяконе, находится полюс холода Северного полушария планеты, где зафиксирована температура $-71,2^{\circ}\text{C}$. Зимой малая высота солнца обуславливают короткий день на всей территории Якутии, а за полярным кругом наступают полярные ночи. Летом наступает пора белых ночей: продолжительность светового дня достигает 20 часов на широте Якутска. В среднем количество солнечных дней в Якутске около 228.

Средняя температура воздуха в республике: в июле $+20^{\circ}\text{C}$, в январе -39°C . Стоит отметить, что в разных участках республики средние температуры различны, например, в мае в столице – городе Якутске уже цветут подснежники, а на севере в районе Тикси лежит снег.

Разница температур самого холодного месяца – января и самого тёплого – июля составляет $70-75^{\circ}\text{C}$. По абсолютной величине минимальной температуры (в восточных горных системах – котловинах, впадинах и других понижениях до -70°C) и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год) республика не имеет аналогов в Северном полушарии. Абсолютный минимум температуры практически везде в республике ниже -50°C .

В среднем за год на территории республики выпадает осадков в твердом виде от 25% на юге до 50% на островах; жидких осадков от 30% на островах до 70% на юге; смешанных – от 5-6% в центральных районах до 16-17% на островах. Ввиду незначительного количества осадков, выпадающих зимой, снежный покров на подавляющей территории имеет небольшую мощность. Число дней со снежным покровом на территории колеблется в пределах от 200-210 на юге Якутии до 250 в тундровой зоне.

На севере республики, у морского побережья, а также в высокогорье, сила ветра значительна. Средняя скорость ветра от 0,5 м/с в Олёкминском районе, до 4,7 м/с в Тикси (максимальная зафиксированная скорость ветра впечатляет – 39 м/с).

1.1.2 Гидрологические данные

Самый протяжённый приток Лены длиной 2650 км, площадь бассейна – 454000 км². Питание – смешанное с преобладанием снегового. Средний многолетний расход воды у посёлка Чернышевский около 600 м³/с, у Сунтара – 742 м³/с, близ устья – 1461 м³/с. Максимальные весенние расходы в среднем

течении достигают 10000-15000 м³/с, минимальные зимние значения до строительства ГЭС на реке составляли 2-5 м³/с.

Среднегодовая температура в бассейне 8 градусов по Цельсию. Ледостав – в середине октября, вскрытие – в середине мая. Подъём уровня во время весеннего половодья до 10-15 м, в низовьях наблюдаются ледяные заторы.

Средний расход в реке составляет 723 м³/с. Половодье продолжается с начала мая до конца сентября. Гидрологический ряд р. Виллой с 1950 по 1999 годы представлен в таблице А.1.

Координаты кривых связей отметок уровней нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки уровня верхнего бьефа от объёмов водохранилища представлены в таблице А.2. Графически кривые связи представлены на рисунках А.1 и А.2.

Требования для нижнего бьефа ГЭС задаются в виде попусков: водохозяйственный комплекс (круглогодично), а также потери воды из водохранилища на дополнительное испарение, льдообразование, фильтрацию, шлюзование и рыбопропускные сооружения приведены в таблице А.3.

1.1.3 Сейсмологические условия

В соответствии с нормативными картами ОСР-97 республика Саха (Якутия) относится к группе регионов, которые имеют прогнозируемую сейсмическую интенсивность воздействий 5 – 6 баллов и ниже. При этом на территории республики могут происходить и более сильные землетрясения.

Створ для проектирования Виллойской ГЭС на карте сейсмичности ОСР-2016-С расположен в 6-и бальной зоне сейсмичности.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

Приленское плато простирается в широтном направлении, сложено преимущественно карбонатными, местами галогенными и гипсоносными палеозойскими породами. Повсеместно его поверхность осложнена карстовыми формами. Становое нагорье сложено главным образом кристаллическими и метаморфическими породами при повсеместном распространении многолетнемерзлых пород.

Присутствуют месторождения золота, меди, флюорита, каменного угля. В тектонических впадинах здесь залегают юрские угленосные отложения и карбонатные породы нижнего кембрия.

Части бассейна р. Виллой сложена магматическая плутоническая горная порода кислого состава. На которых формируются своеобразные мерзлотные дерново-карбонатные почвы. Граниты широко распространены и слагают большую часть долины реки Виллой. Меньшую площадь занимают более бедные питательными веществами, так называемые, мерзлотные таежные нейтральные и мерзлотные таежные оподзоленные почвы на некарбонатных мезозойских глинистых сланцах и песчаниках.

Тип грунта основания створа Вилюйской ГЭС: скальный (гранит).
Удельный вес грунта: $25,5 \text{ кН/м}^3$.
Сцепление: $c = 70 \text{ кПа}$.
Угол внутреннего трения: $\varphi = 36,5^\circ$.
Пористость: $n = 0,5$.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Район строительства Вилюйского гидроузла (ГУ) расположен в зоне ОДУ Востока, Якутское РДУ. Графики нагрузки для зимних и летних суток представлены на рисунках А.3 и А.4. Установленная мощность и среднегодовая выработка существующих ГЭС представлены в таблице А.4.

Коэффициент мощности: $K_m = 8,8$. Аварийный резерв составляет 10% от рабочей мощности, нагрузочный – 3%.

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов рассмотрены следующие станции:

- ГЭС – аналог по гидромеханическому и турбинному оборудованию: Вилюйская ГЭС, Князегубская ГЭС;
- ГЭС – аналог по типу плотины и водосбросных сооружений: Мамаканская ГЭС, Крапивинская ГЭС.

2 Водно-энергетические расчёты

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

При определении расчётных гидрографов год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому, остальные месяцы – это период межени. Ранжируется каждая последовательность в порядке убывания и рассчитывается обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межени, в процентах (2.1):

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

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

n – общее число членов ряда.

Полученные значения занесены в таблицу Б.1.

Для заданной расчётной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определены ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 50%: 1993 и 1995 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности 2403 м³/с – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности 137 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения для 1995 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1995}} = \frac{2403}{2403} = 1,00. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1995}} = \frac{85}{137} = 0,72. \quad (2.3)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1995 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени, далее скорректированы значения этих коэффициентов так, чтобы среднегодовой расход не изменялся. Результаты расчётов приведены в таблице Б.2.

Выбор расчётного маловодного года ($P = 90\%$). По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 1981 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно 2002 м³/с.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно 47 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1981}} = \frac{1553}{2002} = 0,78. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1981}} = \frac{48}{47} = 1,01. \quad (2.5)$$

Так как коэффициенты половодья и межени имеют одинаковый характер, то есть понижающие, то корректировку и приведение расходов делать не нужно. Результаты расчётов приведены в таблице Б.3. Гидрограф представлен на рисунке Б.1.

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Суточные графики нагрузки получены с помощью данных плана генерации и потребления, взятые с сайта системного оператора единой энергетической системы для зимних (декабрь) и летних суток (июнь). Используя графики суточных нагрузок построены интегральные кривые нагрузки (ИКН), данные для построения которых представлены в таблицах Б.5 и Б.6. Суточные графики нагрузки, совмещённые с ИКН представлены в приложении Б.

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей). Также график средних мощностей используется при регулировании годового стока.

Строятся эти графики по закону косинуса. Для неразвивающийся энергосистемы со статическим максимумом нагрузки формула представлена в виде:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.6)$$

где t – порядковый номер месяца в году (1 – январь, 2 – февраль, и т.д.);

a, b – коэффициенты, для определения которых используются следующие формулы:

$$a, b = \frac{P_{\text{зима}}^{max} \pm P_{\text{лето}}^{max}}{2}. \quad (2.7)$$

$$a, b = \frac{P'_{\text{зима}} \pm P'_{\text{лето}}}{2}. \quad (2.8)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.9)$$

Результаты вычислений представлены в таблице Б.7. По результатам вычислений построены годовые графики максимальный и среднемесячных нагрузок энергосистемы, которые представлены на рисунке Б.2.

2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

В данном случае, часть графика нагрузки энергосистемы покрывается Каскадом Вилюйских ГЭС, данные по которым представлены в таблице А.4.

Для размещения существующих станций на ИКН, найдена среднесуточная выработка каждого месяца. Так как гидроэлектростанции не могут выдавать каждый месяц одинаковую выработку, вполне логичным будет предположить, что зимой выработка на 20 % больше, чем в летние месяцы.

Тогда среднесуточная выработка Каскада Вилюйских ГЭС для января–декабря равна:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} \cdot 1,2. \quad (2.10)$$

Для оставшихся месяцев среднесуточная выработка рассчитывается аналогичным образом. Эта выработка задаётся по оси энергий. По оси мощностей катет равен установленной мощности станций.

Для дальнейшего построения баланса энергии рассчитаны среднесуточные мощности для всех месяцев года. Среднесуточная мощность для января рассчитывается следующим образом:

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000. \quad (2.11)$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично.

2.5 Определение типа регулирования ГЭС

Для определения предварительного типа регулирования станции определён коэффициент зарегулированности стока β :

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.12)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;

\bar{W} – среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, задано приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе УМО соответствует снижению УВБ на 35%.

Тогда $V_{\text{полезный}} = 5,95 \text{ км}^3$.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{5,95 \cdot 10^9}{723 \cdot 31536000} = 0,26.$$

Следовательно, на проектируемой станции годичный тип регулирования.

2.6 Водно-энергетический расчёт ГЭС годового регулирования при заданной отдаче воды в нижний бьеф

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца года.

Бытовые мощности определяются при постоянном горизонте верхнего бьефа (ВБ), равном отметке НПУ, а напор ГЭС – по формуле:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.13)$$

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

$Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа (УНБ), соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды с учётом зимней и летней кривой связи $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Тогда бытовая мощность рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.14)$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{\text{ГЭС}}$ – напор ГЭС.

Все полученные значения сведены в таблицу Б.7.

На следующем этапе рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК. Расчёт происходит аналогично расчёту режима по бытовому стоку. Однако вместо полезных бытовых расходов в данном случае в расчётах используются расходы водохозяйственного комплекса.

Отметка верхнего бьефа соответствует отметке НПУ.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.15)$$

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

Полученные значения сведены в таблицу Б.8.

Далее для построения баланса энергии приведено сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку. Определена избыточная мощность: $N_{\text{изб.}} = 394$ МВт. Результаты приведены в таблице Б.9.

2.7 Баланс энергии

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

С пика графика среднемесячных мощностей откладываются вниз среднемесячные мощности существующих ГЭС. Этим построением определяется, какую часть графика покрывают существующие ГЭС. Ниже линии существующих станций, накладывая друг на друга, строятся два режима работы проектируемой ГЭС: по бытовой мощности и по требованиям ВХК. В некоторых месяцах бытовая мощность меньше мощности, необходимой по требованиям ВХК – это дефицитные по воде месяцы. В других наоборот – это профицитные по воде месяцы.

В результате графического расчёта получен гибридный режим работы станции: в месяцы, которые находятся под регулированием, станция работает по гарантированным мощностям, во все оставшиеся месяцы – по требованиям ВХК. Значения гарантированных мощностей определяются как разность координаты линии «гарантированной мощности» и координаты линии существующих ГЭС. Баланс энергии представлен на рисунке Б.3.

2.8 Водно-энергетический расчёт в маловодном году

На данном этапе проводится водно-энергетический расчёт, при котором определяется режим сработки-наполнения водохранилища при заданной отдаче ГЭС по активной мощности.

Расчёты ведутся в табличной форме, основные формулы представлены ниже:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд.}} \quad (2.16)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол.быт.}} + Q_{\text{водохр.}} - Q_{\text{х.сб.}} \quad (2.17)$$

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{х.сб.}} + Q_{\text{шл.}} + Q_{\text{фильт.}} \quad (2.18)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{\text{водохр.}} \cdot t_{\text{с/мес.}}}{10^9} \quad (2.19)$$

$$V_{\text{кон.}} = V_{\text{нач.}} - \Delta V \quad (2.20)$$

$$Z_{\text{ВБ ср.}} = \frac{Z_{\text{ВБ}}^{\text{нач.}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{кон.}}}{2} \quad (2.21)$$

$$H = Z_{\text{ВБ ср.}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.22)$$

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N Q_{\text{ГЭС}} H \quad (2.23)$$

Первоначальный вариант сработки и наполнения водохранилища не является верным, так как водохранилище наполнилось выше отметки НПУ. Следовательно, опущена линия гарантированной мощности и проведён подбор гарантированной мощности так, чтобы выполнялась годовая сработка-наполнение водохранилища с достижением НПУ в последнем месяце наполнения водохранилища.

Окончательный вариант подбора гарантированных мощностей и сработки водохранилища представлен в таблице Б.10.

После окончательного выполнения водно-энергетического расчёта режима работы ГЭС в маловодном году определена гарантированная мощность ГЭС.

2.9 Определение рабочих мощностей

Рабочая мощность ГЭС – это мгновенная мощность, выдаваемая в энергосистему работающими гидроагрегатами ГЭС.

Для определения рабочей мощности проектируемой гидроэлектростанции, необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующими ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Однако есть обязательное условие: обеспечение санитарного попуска в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

$$N_{\text{раб.}} = N_{\text{баз.}} + N_{\text{пик.}} \quad (2.24)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{\text{баз.}} = k_N Q_{\text{с.п.}} H, \quad (2.25)$$

где $Q_{\text{с.п.}}$ – расход санитарного попуска;

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$Э_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.26)$$

Полученный треугольник размещается в базовой части графика нагрузки, там, где ИКН превращается в прямую линию. Горизонтальный катет соответствует суточной базовой выработке, проектируемой ГЭС, вертикальный – базовой мощности.

В целом гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.27)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.28)$$

Имея горизонтальный катет, вписываемого в пик-полупик графика нагрузки, треугольника (выработку), определён вертикальный катет треугольника, соответствующий рабочей мощности пиковой зоны.

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в 2 раза. Расчёт рабочей мощности производится для суток каждого месяца года.

Расчёты сведены в таблицу Б.11, размещение треугольников на ИКН показано на рисунках Б.7 – Б.11.

2.10 Определение установленной мощности ГЭС. Расчёт резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.29)$$

При составлении баланса мощностей учитывается следующее: аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности энергосистемы. Нагрузочный резерв – 1 % от максимальной мощности энергосистемы. Ввиду того, что дублирующая мощность отсутствует, установленную мощность проектируемой ГЭС представлена в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} \quad (2.30)$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{\text{нагр.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,01 = 1658 \cdot 0,01 = 17 \text{ МВт.} \quad (2.31)$$

Нагрузочный резерв распределяется между проектируемой и существующими ГЭС пропорционально их максимальным рабочим мощностям, тогда:

$$P_{\text{нагр.проект.ГЭС}} = 3 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{нагр.сущ.ГЭС}} = 12 \text{ МВт.}$$

Оставшаяся часть резерва распределена на ТЭС:

$$P_{\text{нагр.сущ.ТЭС}} = 12 \text{ МВт.}$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{\text{авар.ЭС}} = P_{\text{maxЭС}} \cdot 0,1 = 1658 \cdot 0,1 = 166 \text{ МВт.} \quad (2.32)$$

Аварийный резерв размещается на ТЭС, поэтому при расчёте установленной мощности, проектируемой ГЭС он считается равным 0.

Для определения величины ремонтного резерва определена ремонтная площадь существующих ГЭС и ТЭС, а также проектируемой ГЭС соответственно:

$$F_{\text{рем.сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.сущ.ГЭС}}^I}{6} = \frac{1150}{6} = 192 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.33)$$

$$F_{\text{рем.проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.проект.ГЭС}}^I}{6} = \frac{270}{6} = 45 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.34)$$

$$F_{\text{рем.ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.ТЭС}}^I}{6} = \frac{238}{6} = 40 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.35)$$

Ремонт ТЭС размещается на два месяца, в период провала графика нагрузки энергосистемы.

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 327 + 3 = 330 \text{ МВт.}$$

2.11 Баланс мощностей

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Расчёт и распределение резервов посчитаны в п. 2.10 и сведены в таблицу Б.11, баланс мощностей изображен на рисунке Б.4.

2.12 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётам, описанным в п. 2.8.

При расчёте режима сработки в среднем по водности году рассмотрены следующие возможные варианты:

1) работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году, данные представлены в таблице Б.13;

2) работа ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года.

На рисунке Б.5 показана сработка-наполнение водохранилища в маловодном и средневодном году.

2.13 Построение режимного поля

Режимное поле служит для определения области допустимой работы проектируемой ГЭС. Строится режимное поле с указанием линий ограничений по мощности генератора и пропускной способности турбины.

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h. \quad (2.36)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}. \quad (2.37)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.38)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан п-к} = 20 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяется диапазон изменения напоров и расходов. Режимное поле представлено на рисунке Б.6. Результаты расчётов сведены в таблицу Б.12.

Из режимного поля определено:

- максимальный напор $H_{max} = 48,1$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор $H_{расч} = 33,0$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 25,0$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

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

На основе диапазона напоров из режимного поля произведён подбор вариантов турбин. В данном случае выбраны следующие типы гидротурбин: ПЛ50-В, ПЛД50-В. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице В.1.

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 рассчитаны для каждого следующие параметры.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.1)$$

где $Q'_{\text{Iр}}$ – приведённый расход в расчётной точке;

η_t – КПД натурной турбины;

η_g – КПД генератора, принимаем $\eta_g = 0,97$.

КПД натурной турбины:

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_n}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

где η_m – КПД модельной турбины;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины;

$v_n, v_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий; v_n при средней температуре воды в году 10°C составляет $1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

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

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС;

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}}. \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке.

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I_{\text{max}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}}. \quad (3.6)$$

$$n'_{I_{\text{расч}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}}. \quad (3.7)$$

$$n'_{I_{\text{min}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}}. \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{г ср}}}. \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_{\text{т}}$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_{\text{т}} = \frac{N_{\text{а}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_{\text{г ср}}}. \quad (3.10)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta_1}} \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta_1}} \quad (3.12)$$

Результаты расчётов представлены в таблицах В.2 – В.3.

Далее турбины с различными диаметрами сопоставляются по следующим критериям:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- сокращение количества агрегатов.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.13)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка нижнего бьефа в зависимости от расхода в НБ;

H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5, \quad (3.14)$$

где $B = 10$ м – барометрическое давление;

σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ;

H – напор.

Используя ГУХ с назначенной зоной работы гидротурбины вычисляются высоты отсасывания для трёх случаев:

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при $H_{расч}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей ему мощности ограничения.

На линии максимального напора, в крайней правой точке определяется расход, пересчитываемый с модели в натуру:

$$Q = Q'_p D_1^2 \sqrt{H_{max}}. \quad (3.15)$$

Затем по кривой связи $Z_{нб}(Q_{нб})$ определяется значение отметки уровня воды в нижнем бьефе при данном расходе. В остальных случаях расчёт выполняется аналогично. Значения результатов расчёта сведены в таблицу В.4. Из анализа полученных вариантов, была выбрана турбина ПЛ50-В-475, так как турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H_s , которое обеспечивает бескавитационный режим.

Исходя из условия бескавитационной работы во всех режимах принята отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{р.к.} = 127,61 \text{ м.}$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{агр}}{\cos \varphi} = \frac{50,83}{0,8} = 59,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где $\cos \varphi = 0,8$ – коэффициент мощности.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{синх}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{150} = 40. \quad (3.17)$$

Гидрогенератор выбран по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-808/130-40 У4.

3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берётся из ГУХ:

$$\varphi_{сп} = 225^\circ.$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{вх} = 1,739D_1 = 1,739 \cdot 4,75 = 8,26 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Высота направляющего аппарата, определяется по ГУХ:

$$b_0 = 0,37D_1 = 0,37 \cdot 4,75 = 1,76 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033D_1 = 1,76 + 0,0033 \cdot 4,75 = 1,77 \text{ м.} \quad (3.20)$$

План спиральной камеры представлен на рисунке В.1.
Ширина подвода определяется из ГУХ:

$$B' = 2,928D_1 = 2,928 \cdot 4,75 = 13,91 \text{ м.} \quad (3.21)$$

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность производится с учётом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Наружный диаметр вала рассчитывается предварительно по следующей формуле:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{3,03}{30} \right)^{0,33} = 801 \text{ мм,} \quad (3.22)$$

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

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 50833}{150} = 3,03. \quad (3.23)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_{\text{в}} = 850 \text{ мм}$.

3.5.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В проекте рекомендуется применять подшипник на водяной смазке, который может быть кольцевого или сегментного типа.

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

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8N}{n_{\text{синх}}D_1} = \frac{0,8 \cdot 50833}{150 \cdot 4,75} = 57,07 \text{ кН.} \quad (3.24)$$

Диаметр вала под подшипником, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше наружного диаметра вала:

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 20 = 850 + 20 = 870 \text{ мм.} \quad (3.25)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} h_{\text{п}}} = \frac{57,07}{0,87 \cdot 0,4} = 164,01 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 29U = 396,11 \text{ кПа}, \quad (3.26)$$

где $h_{\text{п}} = 400 \text{ мм}$;

$$U = \frac{\pi n_{\text{синх}} d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 150 \cdot 0,87}{30} = 13,66 \text{ м/с.} \quad (3.27)$$

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{\text{сегм}} = 8$, $h_{\text{п}} = 400 \text{ мм}$.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos} = \frac{57,07}{1 + 2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 23,64 \text{ кН}, \quad (3.28)$$

где $\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$.

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}} h_{\text{п}}} = \frac{57,07}{0,31 \cdot 0,4} = 460,24 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 50U = 683,00 \text{ кПа}, \quad (3.29)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,87}{8} = 0,31 \text{ м}$.

Из расчётов видно, что по допусковой нагрузке подходят оба подшипника, но выбран сегментный в связи с более простой конструкцией.

3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определяются размером масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [5, с. 144] определяется тип маслонапорной установки для напора $H = 50,0 \text{ м}$ и диаметра $D_1 = 4,75 \text{ м}$: МНУ 4/1-40-4-2, где 4 – объём гидроаккумулятора м^3 ; 1 – количество гидроаккумуляторов; 40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа; 4 – вместительность сливного бака, м^3 ; 2 – количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Для поворотно-лопастной турбины принят: ЭГРК-2И1-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

И – на интегральных микросхемах;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

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

Для проектируемой ГЭС рассмотрены 2 структурные схемы электрических соединений: с одиночными и укрупнёнными блоками. Данные схемы представлены на рисунках Г.1.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

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

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-808/130-40У4. Данные генератора представлены в таблице Г.1.

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{55 - 0,01 \cdot 55}{0,85} = 61,11 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТРДЦН-80000/220 марки ООО «Трансинжиниринг». Данные трансформатора представлены в таблице Г.2.

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

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

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

$T_{\text{в}} = 60$ ч – среднее время аварийно-восстановительных работ.

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,060 \cdot 8728,5 = 523,71 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{T}} = 1$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,280}{1} \cdot \left(\frac{61,11}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 392,93 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

$$И_{(1)} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{H}} \cdot \beta_2, \quad (4.6)$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч);

$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч).

$$И_{(1)} = 523,71 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 392,93 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 6,70 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 6 \cdot 6,70 = 40,07 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где $n = 6$ – количество блоков.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{55 - 0,01 \cdot 5}{0,85} = 122,20 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице Г.3.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,090 \cdot 8442 = 785,52 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

где $t_{\text{раб}} = 8760 - 0,5 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8442 \text{ ч}$.

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{122,20}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 873,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$I_{(1)} = \Delta W_{\text{xx}} \cdot \beta_1 + \Delta W_{\text{H}} \cdot \beta_2 = 785,52 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 873,42 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 12,57 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$I_2 = n \cdot I_{(1)} = 3 \cdot 12,57 = 37,72 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.10)$$

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираются из условия обеспечения одним ТСН собственных нужд всей станции.

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_{\text{Г}} \cdot \frac{P_{\text{Г ном}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 0,01 \cdot 6 \cdot \frac{55}{0,85} = 3,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{с.н.}} \leq S_{\text{ТСН}}. \quad (4.12)$$

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-4000/10,5. Данные трансформатора представлены в таблице Г.4.

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_{\text{Г}} \cdot n_{\text{Г}} - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(55 \cdot 3 - 3,05) \cdot 0,8}{1,2 \cdot 135} + 1 = 2,92 \approx 3, \quad (4.13)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент приведения натуральной мощности линий электропередач (при номинальном напряжении 220 кВ);

$P_{\text{нат}} = 135 \text{ МВт}$ – натуральная мощность линий электропередач.
Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{366,7}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 321 \text{ А.} \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 321 \cdot 1 \cdot 1,05 = 337 \text{ А,} \quad (4.15)$$

где $\alpha_T = 1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации;

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{337}{1,1} = 306 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

где $j_{\text{э}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – нормированная плотность тока.

Выбран провод АС-300/39, допустимый продолжительный ток которого 605 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км $x_0 = 42,9 \text{ Ом}$, удельное активное сопротивление на 100 км $r_0 = 9,0 \text{ Ом}$, проводимость $b_0 = 2,6 \cdot 10^{-4} \text{ См}$, число проводов в фазе $n_{\text{п}} = 1$.

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{366,7}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 481 \text{ А.} \quad (4.17)$$

Так как $I_{\text{ав}} < I_{\text{доп}}$, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Стоимость выбранных трансформаторов и КРУЭ определена в соответствии с СТО ФСК ЕЭС Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ, а также с учётом индексов МИНСТРОЯ РФ на 3 квартал 2022 года, цены на оборудование представлены в таблице Г.5.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.18)$$

где $n = 6$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 10$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 6 \cdot 27995 + 3 \cdot 1236 + 10 \cdot 9700 = 265158 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупнёнными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + m \cdot K_{\text{сн}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}}, \quad (4.19)$$

где $n = 3$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 7$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 42000 + 3 \cdot 1236 + 5 \cdot 9700 = 197608 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$З_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 265158 + 40,07 = 39813 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

где $E = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности для электроэнергетики.

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$З_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 197608 + 37,72 = 29678 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

$$\Delta З = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{39813 - 29678}{39813} \cdot 100\% = 25,4\%. \quad (4.22)$$

Таким образом, для проектируемой Виллойской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью, а также намного экономичнее, что видно из формулы 4.22.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 220 кВ: 9 (3 ВЛЭП 220 кВ, 6 блоков). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбрана схема с двумя рабочими системами сборных шин. Выбранная схема РУ 220 кВ представлена на рисунке Г.2.

4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

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

На рисунке Г.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке Г.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке Г.5 представлены исходные данные по генераторам. Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках Г.6-Г.8 и сведены в таблицу Г.6.

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot 3,03 = 3,179 \text{ кА.} \quad (4.23)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max\ (РУВН)} = \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ(-5\%)}} = \frac{64,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,154 \text{ кА.} \quad (4.24)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{раб.маx} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{366,7 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,290 \text{ кА.} \quad (4.25)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{Л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{366,7 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,437 \text{ кА.} \quad (4.26)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.27)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.28)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.29)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-10 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ марки ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице Г.7.

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Принимается трансформатор тока ТШЛ-10-1 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице Г.8.

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ-10 марки ОАО «СЗТТ». Каталожные данные трансформатора напряжения представлены в таблице Г.9.

Для защиты трансформатора от перенапряжений со стороны низшего напряжения устанавливается ОПН. Выбор ОПН производится по классу напряжения. Таким образом, принимается ОПН-10 УХЛ1 марки ОАО «Разряд».

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Приборы необходимые для выполнения анализа качества сети и синхронизации с другими генераторами представлены в таблице Г.10.

Выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ марки ООО «АСУ-ВЭИ». Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

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

4.9 Выбор параметров КРУЭ

По имеющимся данным для КРУЭ 220 кВ принимаются ячейки ЯГГ-220 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещённые в заземлённом металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Таким образом, КРУЭ является качественным распределительным устройством с множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надёжность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Каталожные данные ячеек КРУЭ 220кВ представлены в таблице Г.11.

Технические характеристики трансформатора тока и напряжения представлены в таблицах Г.12 и Г.13 соответственно.

5 Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

В таблицах Д.1 – Д.3 представлены паспортные данные гидрогенератора и трансформаторов Вилюйской ГЭС.

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-808/130-40:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки возбуждения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 80000/220/10,5:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;

- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
 - Реле тока охлаждения трансформатора блока;
 - Защита от потери охлаждения;
 - Защита от перегрева.
- На трансформаторе СН ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
 - Защита от перегрузки
 - Реле тока охлаждения
- На линиях электропередачи 220 кВ.
- Основные защиты:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.3 Расчёт номинальных токов

Ток на высокой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{ВН} = \frac{S_{НОМ Т}}{U_{ВН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{80 \cdot 10^3}{242 \cdot \sqrt{3}} = 191 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Ток на низкой стороне силового трансформатора, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{НН} = \frac{S_{НОМ Т}}{U_{НН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{80 \cdot 10^3}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 4399 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Номинальный ток статора генератора:

$$I_{НОМ Г} = \frac{S_{НОМ Г}}{U_{НН} \cdot \sqrt{3}} = \frac{64,7 \cdot 10^3}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 3558 \text{ А.} \quad (5.3)$$

В цепи генератор – трансформатор устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации $n_{ТТ} = 4000/5 \text{ А}$. Тогда номинальный ток во вторичной величине:

$$I_{\text{НОМ Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ Г}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{3558}{4000/5} = 4,448 \text{ А.} \quad (5.4)$$

Ток ротора на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{РОТ ВН}} = \frac{I_{\text{РОТ}}}{1,2255} \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{1800}{1,2255} \cdot \frac{0,4}{10,5} = 55,95 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Ток на высокой стороне трансформатора возбуждения, определяемый через мощность трансформатора:

$$I_{\text{ВН ТЕ}} = \frac{S_{\text{НОМ ТЕ}}}{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 54,99 \text{ А.} \quad (5.6)$$

На отпайке к трансформатору возбуждения устанавливаем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации $n_{\text{ТТ}} = 70/5$ А. Тогда ток ротора во вторичной величине:

$$I_{\text{РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{РОТ ВН}}}{n_{\text{ТТ}}} = \frac{55,95}{70/5} = 3,996 \text{ А.} \quad (5.7)$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трёхфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный тока генератора: $I_{\text{НОМ}} = 3558$ А.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3558 = 177,9 \text{ А,} \quad (5.8)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5 – для однотипных ТТ; 1,0 – для разных ТТ);

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.9)$$

где $K = 2$ – коэффициент надёжности.

Принята уставка: $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_{ном}$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.10)$$

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

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_G''}{x_d''} \cdot I_N = \frac{1,13}{0,22} \cdot 3558 = 18275 \text{ А}. \quad (5.11)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 18275 = 1827 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_N}{I_T} = \frac{1827 \cdot 2}{18275} = 0,2, \quad (5.12)$$

где $K_N = 2$ – коэффициент надежности;

I_T – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принята уставка: $K_T = 0,3$.

3. Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения) равна:

$$I_{НТ} = \frac{I_{*ср0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*ср0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.14)$$

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

5. Для обеспечения надёжной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{отс} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3558 = 21,35 \text{ кА.} \quad (5.15)$$

На рисунке Д.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты. Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1. 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 напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформаторного блока $U_{0 \text{эл.ст.}}$ при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт $U_{0 \text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке Д.2.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} &= C_T + C_{\Gamma} + C_{III} + C_{ВГ} = 0,0073 + 1,15 + 0,009 + 0,56 = \\ &= 1,726 \text{ мкФ/фазу,} \end{aligned} \quad (5.16)$$

где $C_T = 0,0073$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\Gamma} = 1,15$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

$C_{III} = 0,009$ мкФ/фазу – ёмкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{ВГ} = 0,56$ мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,726} = 120,9 \text{ В}, \quad (5.17)$$

где $K = 0,5$ – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора (для трансформаторов с глухо заземлённой нейтралью);

$C_T(\mu_0) = 0,009$ мкФ/фазу – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,726 = 14,42 \text{ А}. \quad (5.19)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 120,9}{10,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 3,15 \text{ В}, \quad (5.20)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надёжности;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

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

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

Приняты следующие уставки: U_{01G} с уставкой 6 В действует на сигнал с выдержкой времени 5,0 с действует; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2. Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжения третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали. Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3. Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$K_T = \frac{1}{K_\alpha} \cdot \frac{1 - 2 \cdot \alpha}{\alpha} = \frac{1}{1,1} \cdot \frac{1 - 2 \cdot 0,3}{0,3} = 1,3. \quad (5.21)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,25 % обмотки статора со стороны нейтрали. Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на

отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.4.3 Защита от повышения напряжения

1. Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.22)$$

2. В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_N$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМГ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.23)$$

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

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

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

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

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

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

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_N – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.25)$$

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

Защита включает в себя следующие органы:

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

Принята уставка сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,1$; $I_{2\text{СИГН}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}$.

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

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.26)$$

Уставка равна:

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

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

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

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

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

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

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

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

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице Д.4. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке Д.3. Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принято: $t_{\text{мин}} = 20$ с, $t_{\text{макс}} = 600$ с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально

допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем полного охлаждения ($I_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100$ с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1) Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2) Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ;

3) Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности. По второму условию: обеспечение чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_T + X_L^*)}, \quad (5.30)$$

где $X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 41,99 \cdot \frac{80}{242^2} = 0,06$;

$X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,22 \cdot (242/10,5)^2 = 116,9$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{80}{80} = 11$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (116,9 + 0,06 + 1)} = 0,0015 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3} = I_{2C.3}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0015 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,115. \quad (5.31)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принята уставка срабатывания по второму условию: $I_{20TC} = 0,18$. Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.32)$$

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

$K_{\text{В}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

$$I_{1\text{ПУСК}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{сигн}} = 1,1 \cdot 1,07 = 1,18 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.33)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице Д.5. Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок представлена на рисунке Д.4. Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. Уставка выдержки времени отключающего органа принята минимальной и равна 0,01 с.

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

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.34)$$

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

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМГ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\Gamma}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500 / 100} = 66 \text{ В}. \quad (5.35)$$

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

5.4.6 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора. Характеристика срабатывания задаётся в виде круга, расположенного в I и II квадрантах со смещением в III и IV квадранты комплексной плоскости сопротивлений.

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

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока Z_1 , приведённое к напряжению 220 кВ, по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – ПС Правобережная может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 51,54 + \frac{0,8}{3} \cdot 41,99 = 52,43 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где $K_T = 3$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$Z'_{1Л}$ – сопротивление воздушной линии.

$$Z_T = \frac{U_{к\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{125} = 51,54 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{36,1^2 + 17,26^2} = 41,99 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{ВН}^2} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.39)$$

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{80}{80} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{64,7}{242^2} \cdot 41,99 = 0,1.$$

Z_I в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 1,71 = 0,17 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

где $Z_6 = \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМГ}} = \frac{10,5^2}{64,7} = 1,71$.

Уставка будет равна:

$$Z_{I\text{СЗ}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,17 \cdot \frac{4000/5}{10,5/0,1} = 1,30 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

Принята уставка: $Z_1 = 1,30 \text{ Ом}$.

2. Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/сек}$. Принята уставка $\Delta Z = 40 \text{ Ом/сек}$.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочного выключателя 220 кВ и выключателя ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{НОМГ}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 3558} = 1,71 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II\text{ НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 1,71 \cdot \frac{4000/5}{10,5/0,1} = 12,43 \text{ Ом.} \quad (5.43)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.}} - 0,95}{x_d} = \frac{3695 - 0,95}{0,93} = 3,22 \text{ о. е.,} \quad (5.44)$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;

$\frac{I_{В.НОМ}}{I_{В.Х.}}$ – отношение номинальных тока ротора к току ротора холостого хода.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{3,22} = 0,30 \text{ о. е.} \quad (5.45)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 3,22} = 0,27. \quad (5.46)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен: $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,32^\circ$.
Сопrotивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР.}\Phi} = Z_{\text{НАГР.}\Phi} \cdot Z_{\sigma} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,30 \cdot 1,71 \cdot \frac{4000/5}{10,5/0,1} = 4,89 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Сопrotивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_H} = \frac{0,30}{1,1} = 0,27 \text{ о.е.} \quad (5.48)$$

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\sigma} = 0,27 \cdot 1,71 = 0,46 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,46 \cdot \frac{4000/5}{10,5/0,1} = 3,50 \text{ Ом.} \quad (5.50)$$

Принята уставка: $Z_2 = 3,50 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{\text{СМ}1} = 0,195 \text{ Ом}$; $Z_{\text{СМ}2} = 0,252 \text{ Ом}$. Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке Д.5. Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,0 с на МШВ, с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_P \text{ СИГН} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.51)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.52)$$

3. Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Данные сведены в таблицу Д.6. Характеристика интегрального органа защиты от перерузки обмотки ротора представлена на рисунке Д.6.

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.53)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Селемджанской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно– производственного предприятия «ЭКРА».

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

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в таблицах Д.7-Д.8 соответственно.

6 Компонровка сооружения и гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

1. В зависимости от высоты и типа грунта оснований назначен III класс ГТС в соответствии с таблицей 1.1 [2]. Высота $181,00 - 132,80 = 48,20$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен II класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [2]. Установленная мощность ГЭС 330 МВт.

3. В нижнем бьефе в результате возможной аварии, материальный ущерб без учёта убытков владельца ГТС составит менее от 1000 до 5000 млн. рублей. В соответствии с таблицей 1.4 [2] назначен II класс ГТС.

Итог: назначен II класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

6.2.1.1 Грунтовая плотина

Отметка гребня грунтовой плотины вычислена по формуле:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 181,00 + 4,81 \approx 185,81 = 185,90, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,09 + 0,013 + 0,7 = 4,83, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$a = 0,7$ м – конструктивный запас.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определены согласно [33]. Высота ветрового нагона рассчитана по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{21^2 \cdot 3100}{9,81 \cdot 24,1} \cdot \cos 0 = 0,013 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $k_w = 1,2 \cdot 10^{-6}$ – коэффициент, принимаемый по СП [33, Приложение Б];

$V_w = 21$ м/с – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;

$L = 3100$ м – длина разгона волны;

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

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{181,00 - 132,80}{2} = 24,1 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 3100}{21^2} = 68,96. \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{21} = 10090. \quad (6.6)$$

где $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

Из графика [3, Приложение А, рис. А.1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определены параметры ниже.

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 68,96: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,0152, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,42.$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 10090: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,08, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,95.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 1,42 \frac{V_w}{g} = 1,42 \cdot \frac{21}{9,81} = 3,04 \text{ с.}$$

$$\bar{h} = 0,0152 \frac{V_w^2}{g} = 0,0152 \cdot \frac{21^2}{9,81} = 0,68 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,04^2}{2 \cdot 3,14} = 14,43 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $24,1 > 14,43 \cdot 0,5 = 7,21$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,68 \cdot 2,095 = 1,43 \text{ м,} \quad (6.8)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику (рисунок Е.2) [33, Приложение А, рис. А.2].

Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определена по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,27 \cdot 1,43 = 4,09 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где $k_r = 1$, $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СП [33, Приложение Д, табл. Д.1];

$k_{sp} = 1,1$ – коэффициент, принимаемый по [33, Приложение Д, табл. Д.2];

$k_{run} = 2,37$ – коэффициент, принимаемый по графикам [33, Приложение Д, рис. Д.1] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{14,43}{1,43} = 10,08$ на глубокой воде.

6.2.1.2 Бетонная плотина

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметка гребня определена по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 181,00 + 1,43 + 0,013 + 0,7 = \\ &\approx 183,14 = 183,20. \end{aligned} \quad (6.10)$$

6.2.2 Гидравлические расчёты

По кривой зависимости отметки НБ от расхода определены отметки НБ при основном и поверочном случаях. В соответствии с назначенным классом ГТС: основной случай – 1 %, поверочный – 0,1 %.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1880 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 139,80$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 2040 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 140,00$.

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 181,00 - 139,80 = 41,20 \text{ м}. \quad (6.11)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{осн}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$. Расход через один гидроагрегат при основном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{55 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (41,20 - 0,48) \cdot 0,927} = 149 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

Согласно СП [4] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчётных расходов – m , должно быть не более $(n - 1)$ при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$.

Следовательно, $m = 6 - 1 = 5$.

$$Q_{ГЭС}^{осн} = Q_{га}^{осн} \cdot m = 149 \cdot 5 = 745 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.13)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для основного расчётного случая составляет:

$$Q_{расч}^{осн} = Q_{макс.расч}^{осн} - Q_{ГЭС}^{осн} - Q_c, \quad (6.14)$$

где $Q_c = \frac{V_{п} + V_{пр}}{T_{ср}} = \frac{(5,92 + 2,40) \cdot 10^9}{18144000} = 459 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{макс.расч}^{осн} = 1880 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{расч}^{осн} = 1880 - 745 - 459 = 676 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{расч}^{осн}}{q_b} = \frac{1880}{43,8} = 15,5 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где q_b – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 37,0 = 43,8 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 7,00 = 37,0 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где $[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме;

$h_{НБ} = 7,00 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{осн max}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 8 \cdot 2 = 16 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где $b = 8 \text{ м}$ – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 2$ – число пролётов.

6.2.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{676}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,25 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [35, раздел 6-4].

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{676}{0,49 \cdot 0,93 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,57 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где $\sigma = 1$ – коэффициент подтопления [34, раздел 6-3];

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{6,25}{8} = 0,93, \quad (6.21)$$

b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

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

$\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 6,57 - \frac{1,1 \cdot 0,61^2}{2 \cdot 9,81} = 6,55 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где $V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla\text{НПУ}-\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{676}{(181,00 - 13,80) \cdot (16 + (2-1) \cdot 3)} = 0,61 \text{ м/с};$

$\delta_B = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 16 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 181,00 - 7,0 = 174,00, \quad (6.23)$$

где $H_{\text{ст}} = 7,0 \text{ м}$ – стандартный напор, ближайший к H (6.22) в соответствии с техническим регламентом.

6.2.2.3 Проверка пропуска поверочного расчётного расхода

Напор на сооружение при поверочном расчётном случае:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 182,00 - 140,00 = 42,00 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты, так как $H_{\text{пов}} > H_{\text{Т}}^{\text{min}}$. Расход через один гидроагрегат при поверочном расчётном случае:

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{55 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (42,00 - 0,48) \cdot 0,927} = 146 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 146 \cdot 5 = 730 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.26)$$

Расчётный расход воды через водосливную плотину для поверочного расчётного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} = 2040 - 730 - 459 = 851 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 2040 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для поверочного расчётного случая.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления (H_{01}), а затем с учётом сжатия и подтопления (H_{02}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{851}{0,49 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,28 \text{ м.} \quad (6.27)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{851}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 16 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,72 \text{ м,} \quad (6.28)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{7,28}{8} = 0,9, \quad (6.29)$$

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

$\zeta_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане для полукруглого очертания.

Напор на гребне водослива без учёта скорости подхода потока к водосливу:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 7,72 - \frac{1,1 \cdot 0,75^2}{2 \cdot 9,81} = 7,69 \text{ м,} \quad (6.30)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА})\cdot(B+(n-1)\cdot\delta_B)} = \frac{851}{(182,00-132,80)\cdot(16+(2-1)\cdot3)} = 0,75 \text{ м/с};$$

$\delta_B = 3 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 16 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 174,00 + 7,69 \approx 181,69 = 182,00. \quad (6.31)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 182,00$.

6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для построения профиля водосливной грани использована таблица 6-12 [35]. Профиль водосливной грани представлен на рисунке Е.4. Координаты для построения профиля получены с помощью умножения данных таблицы на значение $H_{\text{ст}} = 7,0 \text{ м}$ и сведены в таблицу Е.1.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя очерчено по дуге с радиусом 12 м, определённым по таблице 6-14 [35].

Отметка верха быка определена по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 174,00 + 1,6 \cdot 7 = 185,20. \quad (6.32)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla\text{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla\text{ГГП}, \nabla\text{ГБП}, \nabla\text{ГБ}] = \nabla\text{ГБ} = 185,90. \quad (6.33)$$

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 181,00 - 132,80 = 48,20 \text{ м}. \quad (6.34)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 676^2}{(16 + 1 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,61 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (T_0 - h'_c)}}, \quad (6.36)$$

$$\text{где } q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{676}{16 + 3 \cdot (2-1)} = 29,51 \text{ м}^3/\text{с};$$

$\varphi = 0,9$ – коэффициент скорости, зависит от высоты плотины.

В первом приближении значение h'_c в знаменателе принято равным нулю:

$$h'_c = \frac{29,51}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (48,2 - 0)}} = 1,0 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{29,51}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (48,2 - 1,08)}} = 1,08 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{1,08}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (4,61/1,08)^3} - 1 \right] = 12,93 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Так как $h''_c = 12,93 \text{ м} > h_{нб} = 7,00 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании высотой от 40 м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.2.2.6 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{нб}^{max} + 2 = 7,2 + 2 = 9,2 \text{ м,} \quad (6.38)$$

где $h_{нб}^{max} = 7,2 \text{ м}$ при $\nabla_{УНБ}(Q_{0,1\%}) = 140,00$.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 132,80 + 9,2 = 142,00. \quad (6.39)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 181,00 - 142,00 = 39,0 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 39,0} = 24,90 \text{ м/с,} \quad (6.41)$$

где φ – коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{81,74}{24,90} = 3,28 \text{ м.} \quad (6.42)$$

$$q = \frac{Q_{\text{расч.мах осн}}}{B+(n-1)\delta_6} = \frac{676}{16+(2-1)\cdot 3} = 81,74 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.43)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{24,90^2}{9,81 \cdot 3,28} = 19,24. \quad (6.44)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.45)$$

где K_a – коэффициент аэрации, принимаю равным 1; α - угол наклона носка, принимается равным 30° ; $Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 181,00 - 139,80 = 41,20 \text{ м}$.

$$L = 1 \cdot 39,0 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{41,20}{39,0} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 55,79 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L = 55,79 > 0,4Z_0 = 16,48$ – дальность отлета безопасна.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.46)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$;

d – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{19,24}) \cdot \sqrt{19,24} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,00}{1}} \cdot 3,28 = 24,42.$$

$$h_{\text{раз}} = 24,42 - 7,00 = 17,42 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg \alpha_1}, \quad (6.47)$$

где α_1 – угол входа в воду.

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}. \quad (6.48)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 3,28 \cdot \cos 30^\circ + 9,2 - 7,00)}{24,90^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,70.$$

$$L_1 = 55,79 + \frac{24,42}{0,70} = 90,82 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 4,61 + 3,7 \cdot 17,42 = 75,98 \text{ м.} \quad (6.49)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 4,61 = 11,51 \text{ м}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2; уклон низового откоса 1:1,5.

6.2.3 Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы

Определение отметки ЦО и количества водопропускных сооружений.

Диаметр водовыпускного отверстия $D = 3,5 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 1,75 + 2,0 = 3,75 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 3,75 = 133,80 + 3,5 + 3,75 = 141,05. \quad (6.50)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{181,00 - 162,10}{2} - 141,05 = 30,50 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Расход через отверстие:

$$q_{вв} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 9,62 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 30,50} = 188,28 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.52)$$

где $\mu = 0,8$ – коэффициент расхода;

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,75^2 = 9,62 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропускá расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{459}{188,28} = 2,44. \quad (6.53)$$

Окончательно принято количество водовыпускных отверстий для пропуска расчётного расхода $n = 3$.

Для гашения энергии потока и защиты дна от размыва при работе донных отверстий применяется водобойная плита.

Толщина водобойной плиты определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 27,37 \cdot \sqrt{1,08} = 4,26 \text{ м}, \quad (6.54)$$

$$\text{где } v_c = \frac{Q_{\text{Макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_{\text{в}} \cdot (n-1))} = \frac{676}{1,08 \cdot (16 + 3 \cdot (2-1))} = 27,37 \text{ м/с}.$$

Принимается толщину плиты водобоя 4,3 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_{\text{в}} = 0,85 \cdot l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 58,72 \approx 49,91 = 50 \text{ м}, \quad (6.55)$$

$$\text{где } l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,93 - 1,08) = 58,72 \text{ м}.$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 181,00 - 128,50 = 52,5 \text{ м}. \quad (6.56)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - \delta_{\text{в}} = 132,80 - 4,3 = 128,50. \quad (6.57)$$

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 52,5 = 36,8 \text{ м}. \quad (6.58)$$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В бетонных плотинах предусмотрены постоянные (межсекционные и швы-надрезы) и временные (строительные) деформационные швы. Швы устроены для

обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины.

Расстояние между секционными швами в бетонных плотинах принимаем 11 м. Температурные швы на скальном основании принимаем шириной 0,1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри плотины 0,3. Уплотнение осуществляется в виде шпонок.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Толщину неразрезного быка принимаем 3,0 м.

Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Ширина паза составляет 1 метр. Пазы ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещены на расстоянии 2 м от рабочего затвора.

6.3.4 Устои

Устои, сопрягающие здание ГЭС и водосбросную плотину, а также водосбросную и глухую плотины имеют ширину равную ширине быка, высота и длина сопрягающих стенок со стороны НБ выбраны в соответствии с параметрами здания ГЭС.

Длина стенки, сопрягающей водосбросную плотину и здание ГЭС 100 м.

Устой, сопрягающий бетонную глухую плотину с берегом, имеет трапецеидальную форму, размеры устоя: ширина 4 м, длина 140 м.

6.3.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих входы в продольные галереи. Диаметр вертикальных скважин принимаем 20 см. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа назначается $a_{др} = 2$ м. При этом должно выполняться условие:

$$a_{др} \leq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.г}} = \frac{41,20 \cdot 1,2}{25} = 1,98 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где $H_d = 41,20$ м – напор над расчётным сечением;

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

$I_{кр.г} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины.

Принимается $a_{др} = 2,2$ м.

6.3.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены через 10-15 м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, приняты минимальными, но при этом обеспечивают транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудования.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначены следующие проектные отметки $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 132,80$ и $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 137,80$; $152,80$ и размеры галерей, соответственно, $3,0 \times 3,5$ и $2 \times 2,5$ м.

6.4 Основные элементы плотины

В состав плотины входят следующие основные элементы: водосливная грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, цементационная завеса, дренажи в теле плотины и в основании.

6.4.1 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.4.1.1 Противофильтрационная завеса

Противофильтрационные завесы применяют в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта, когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.г}}} = \frac{41,20 \cdot 1,2}{15} = 3,3 \text{ м}, \quad (6.60)$$

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

$\Delta H = 41,20$ м – потеря напора на завесе;

$J_{\text{кр.г}} = 15$ – критический градиент напора на завесе в скальных грунтах, определяемый в соответствии с СП [39].

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 36,8 = 3,7 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где $B_n = 36,8$ м – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 46,20 = 23,2 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где $H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 181,00 - 134,80 = 46,20$ м.

Принимается глубина цементационной завесы 23,2 м.

6.4.1.2 Дренажные устройства в основании

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устроены дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 100 мм, удаленных от оси цемзавесы на 5 м.

Глубина скважины:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 23,2 = 11,6, \quad (6.63)$$

где $h_{зав} = 23,2$ м – глубина цементационной завесы.

Принимается глубина дренажа 11,6 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляется насосами.

6.5 Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного сочетания нагрузок и воздействий. Данный расчёт выполнен при уровне в верхнем бьефе равном НПУ, а нижнем бьефе - $\nabla_{УНБ_{min}}$.

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующих сил $G_{пл}$ и $G_{б}$ определяются в программе AutoCAD: $S_{пл} = 1145,94$ м², $S_{б} = 1796,54$ м².

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{1145,94 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{8 + 3} = 20753,77 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

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

b – ширина пролёта;

$\delta_{б}$ – толщина быка;

$\rho_{б}$ – плотность бетона.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{б}} = \frac{1796,54 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{8 + 3} = 9761,02 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.66)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\PY - \nabla\Gamma\B + 0,5) \cdot b = (182,00 - 174,00 + 0,5) \cdot 8 = 85,0 \text{ м}^2. \quad (6.67)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 85,0 \cdot \sqrt{85,0} \cdot 9,81 = 422,82 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b+\delta_B} = \frac{422,82}{8+3} = 32,5 \text{ кН/м.} \quad (6.68)$$

6.5.1.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления на верхнюю и нижнюю грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды. Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 52,5^2}{2} = 13519,41 \text{ кН/м,} \quad (6.69)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 181,00 - 128,50 = 52,5 \text{ м.}$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,30^2}{2} = 194,68 \text{ кН/м,} \quad (6.70)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 134,80 - 128,50 = 6,30 \text{ м.}$

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления имеет вид прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,30 = 61,80 \text{ кН,} \quad (6.71)$$

где $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 134,80 - 128,50 = 6,30 \text{ м.}$

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = S_{\text{ЭП}} \cdot \rho_w \cdot g = 231,53 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2271,26 \text{ кН/м,} \quad (6.72)$$

где $S_{\text{эп}} = h_1 \cdot B_n = 6,30 \cdot 36,8 = 231,53 \text{ м}^2$.

6.5.1.4 Сила фильтрационного давления

По СП [38] представлены приведенные к действующему напору значения напора по оси цементационной завесы и дренажа при основном сочетании нагрузок. Геометрические параметры эпюры фильтрации. Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 181,00 - 134,80 = 46,20 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40. \quad (6.74)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15. \quad (6.75)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 46,20 = 18,48 \text{ м.} \quad (6.76)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 46,20 = 6,93 \text{ м.} \quad (6.77)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных ее участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, с помощью AutoCAD.

$$S_{\text{эп}} = 280,55 \text{ м}^2.$$

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 280,55 = 2752,19 \text{ кН/м.} \quad (6.78)$$

6.5.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^2, \quad (6.79)$$

где $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

h_n – толщина слоя наносов, принимаем $h_n = 2 \text{ м}$;

$\varphi_n = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{h_H \cdot p_H}{2} = \frac{2 \cdot 9,81}{2} = 9,81 \text{ кН/м.} \quad (6.80)$$

Давление грунта:

$$p'_{гр} = \gamma_H h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.81)$$

$$p'_{гр} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -65,48 \text{ кН/м}^2,$$

где c – сцепление грунта, 70 кН/м².

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 25,5 - (1 - 0,5) \cdot 9,81 = 20,60 \text{ кН/м}^3, \quad (6.82)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта равный 25,5 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, 0,5;

γ_w – удельный вес воды, 9,81 кН/м³.

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$p''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.83)$$

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 20,60 \cdot 4,3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -42,99 \text{ кН/м}^2,$$

где $h_{гр} = 4,3$ м – толщина слоя грунта.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-65,48 - 42,99}{2} \cdot 4,3 = -233,21 \text{ кН/м.} \quad (6.84)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет. Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа отсутствует.

6.5.1.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях определена упрощённо по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.85)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,43 \cdot \left(\frac{14,43}{3,14} + \frac{0,15}{2} \right) = 33,81 \text{ кН/м},$$

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

$\bar{\lambda}$ – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,43^2}{14,43} = 0,45 \text{ м.} \quad (6.86)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{14,43}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,43 = 1,76 \text{ м.} \quad (6.87)$$

6.5.2 Оценка прочности плотины

Оценка общей прочности плотины произведена в сечении на уровне подошвы плотины. Для удобства расчётов составлена таблица Е.2, в которой занесены все нагрузки, умноженные на соответствующий коэффициент надёжности по нагрузке γ_f [34]. В приведённых формулах изгибающий момент относительно середины расчётного сечения по часовой стрелке принят со знаком «плюс», против часовой стрелки – со знаком «минус»; нормальные растягивающие силы и напряжения со знаком «плюс», сжимающие – со знаком «минус». Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполнен по формулам.

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{223994,87}{36,8} + \frac{6 \cdot 102067,08}{36,8^2} = -199,48 \text{ кН/м}^2, \quad (6.88)$$

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

$$\sigma_x^u = -199,48 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 52,5 \cdot (1 - 0^2) = -515,03 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 181,00 - 128,50 = 52,5 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 52,5 + (-199,48)) \cdot 0 = 0. \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.91)$$

$$\sigma_1^u = -199,48 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 52,5 \cdot 0^2 = -199,48 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 52,5 = -515,03 \text{ кН/м}^2. \quad (6.92)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{23994,87}{36,8} - \frac{6 \cdot 102067,08}{36,8^2} = -1106,36 \text{ кН/м}^2, \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.94)$$

$$\sigma_x^t = -1106,36 \cdot 0,58^2 - 9,81 \cdot 6,30 \cdot (1 - 0,47^2) = -288,94 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 134,80 - 128,50 = 6,30 \text{ м}$ - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 25^\circ = 0,47. \quad (6.95)$$

где $\alpha_2 = 25^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.96)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 6,30 - 1106,36) \cdot 0,47 = 487,09 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2, \quad (6.97)$$

$$\sigma_3^t = -1106,36 \cdot (1 + 0,47^2) + 9,81 \cdot 6,30 \cdot 0,47^2 = -1333,50 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t, \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 6,30 = -61,80 \text{ кН/м}^2,$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_1^t, \sigma_3^t$ – главные напряжения, соответственно у верхней и нижней граней, кПа;

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

Расчёт краевых напряжений представлен в таблице Е.3.

6.5.3 Критерии прочности плотины и её основания

Проверка выполнения условий, полученных напряжений для основного сочетания нагрузок.

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.99)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34, п. 8.16];

$R_b = 7,5$ МПа – расчётное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условия работы [38, таблица 6].

$$1,2 \cdot 1,0 \cdot |-1333,50| \leq 0,95 \cdot 7,5.$$

$$1,60 \text{ кН/м}^2 \leq 7,13 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верхней грани плотины:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.100)$$

$$-199,48 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верхней грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.101)$$

$$199,48 \text{ кПа} \geq 128,76 \text{ кПа}.$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.5.4 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.102)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надёжности по ответственности сооружения [34];

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок [34];

$\gamma_c = 0,95$ – коэффициент условий работы [38];

R – расчётное значение обобщённой несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу);

F – сдвигающая сила.

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.103)$$

где $\gamma_c = 0,7$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта;

$\omega = 37,0$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.

$$R = (19716,08 + 9272,97 + 29,27 - 2752,19 - 2271,26) \cdot \operatorname{tg} 36,5^\circ + 70 \cdot 36,8 = 20327,77 \text{ кН.}$$

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав}. \quad (6.104)$$

$$F = 13519,41 - 194,68 + 33,81 + 11,77 + 0 = 13370,30 \text{ кН.}$$

$$\frac{20327,77 \cdot 0,95}{13370,30 \cdot 1,0} = 1,44 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Общие сведения о районе строительства

Истоки реки расположены на Виллюйском плато Среднесибирского плоскогорья, недалеко от рек бассейна Нижней Тунгуски. Верхнее течение реки направлено с севера на юг, затем, приняв текущую ему навстречу Чону, Виллюй резко поворачивает на восток и сохраняет направление, близкое к широтному, до самого устья (севернее Сангара), в одном месте большой и крутой излучиной выгибаясь к югу (Сунтарская излучина). В верховьях пересекает болотисто-озёрную равнину, ниже течёт в области развития траппов; здесь долина горного характера с каньонообразными сужениями (до 160 м), крайне извилиста. Склоны обрывистые, покрытые лесом; в русле имеются пороги. От посёлка Чернышевский до устья реки Чиркуо входит в состав водохранилища Виллюйской ГЭС (дала ток в 1967). Фундаментом гидроэлектростанции служат скалы порога Улахан-Хана. Воды водохранилища, подпираемые этой плотиной, растянулись вверх по долине реки на 400 км. Для строителей и эксплуатационников ГЭС был построен посёлок Чернышевский. В 140 км ниже от него на пороге Аччыгый-Хана построена новая Светлинская ГЭС.

В нижнем течении протекает по Центральноякутской низменности. Ниже посёлка Сунтар долина расширяется. От города Виллюйска до устья протекает по широкой долине с затопляемой пойменной террасой, в разветвлённом русле с островами. Наибольший из них – остров Хочентах – имеет длину до 15 км.

В бассейне реки насчитывается 67 266 озёр, из них крупные: Нидили (площадь зеркала 119 км²), чуть меньше Бараталах и Мастах, Сюгджэр (80 км²), Богуда (22 км²) и Мосаны (глубина – 110 м).

Река и озёра бассейна реки богаты рыбой (осётр, таймень, ленок, нельма, язь, окунь, налим, елец, тугунок, сорога, карась золотой, карась серебряный, щука, ёрш, чир, сиг, ряпушка, гольян, вьюн, песчанка и др.).

Самый протяжённый приток Лены длиной 2650 км, площадь бассейна – 454 тыс. км². Питание, смешанное с преобладанием снегового. Средний многолетний расход воды у посёлка Чернышевский (Виллюйская ГЭС) – 641 м³/с, у села Сунтар – 740 м³/с, в 122 км от устья – 1480 м³/с. Максимальные весенние расходы в среднем течении достигают 10000-15000 м³/с, минимальные зимние значения до строительства ГЭС на реке составляли 2-5 м³/с.

Среднегодовая температура в бассейне –8 °С. Ледостав – в середине октября, вскрытие – в середине мая. Подъём уровня во время весеннего половодья до 10-15 м, в низовьях наблюдаются ледяные заторы.

Главные притоки: справа – Улахан-Вава, Чиркуо, Чона, Чыбыда, Улахан-Ботуобуя, Оччугуй-Ботуобуя, Баппагай; слева – Ахтаранда, Ыгыатта, Марха, Тюкян и Тюнг. Основным притоком является река Марха.

На реке построены Виллюйская ГЭС и Светлинская ГЭС. Эти гидроэлектростанции – основной источник электроэнергии для автономной энергосистемы, включающей добывающую промышленность и населённые пункты Ленск, Мирный, Айхал, Удачный, Алмазный, Чернышевский и Светлый.

Виллюй свободен от льда около пяти месяцев в году. Река судоходна на 1170 км от устья, в верхнем бьефе Светлинской ГЭС (1170-1320 км от устья) до посёлка Чернышевский, в Виллюйском водохранилище (1320-1790 км от устья) и по впадающей в него реке Чона Плотины электростанций шлюзов не имеют, а потому создают обособленные участки судоходства. Регулярное судоходство осуществляется до села Сунтар в 746 км от устья.

Главные пристани на Виллюе: Промышленный, Хатарык-Хомот, Кысыл-Сыр, Виллюйск, Верхневиллюйск, Нюрба.

В бассейне реки – месторождения алмазов (Мирный, Айхал и др), железной руды, фосфоритов, соли, угля, природного газа (месторождения Кысыл-Сыр, Мастах, Ниджили), встречается золото. Район изобилует хвойными лесами, главным образом лиственницей. При добыче природного газа в Кысыл-Сыре из скважин попутно выходит газовый конденсат, который отделяется в газолиновой установке и превращается в свой местный Якутский бензин марки 80, 92, 95, 98 и танкерами по бассейну Виллюя и Лены развозится по всей Якутии.

Виллюй издавна служил человеку, являясь источником воды и пищи. С началом промышленного освоения региона в середине прошлого века началось интенсивное изменение экологической обстановки, ныне беспокоящее общественность Якутии. Наиболее существенными негативно повлиявшими факторами явились:

- строительство нескольких очередей гидроэлектростанции в верховьях реки (2170 км², затоплено 30 млн. м³ леса);
- подземные ядерные взрывы (начиная с 1978 года произведено несколько подземных взрывов, в 1996 году стало известно об их аварийности);
- добыча полезных ископаемых – алмаз, нефть, газ;
- сброс отходов посёлков из-за отсутствия очистных сооружений;
- воздействие токсических веществ, содержащихся в первых ступенях космических ракет, запускаемых из космодрома «Свободный». Первые ступени ракет, содержащие гептил, в штатном режиме падали в районе посёлков Ордет, Быракан и Тобуйа Верхневиллюйского района Якутии.

В середине 2018 года в реку попали промышленные сбросы с предприятий Алроса, в результате из-за сильного загрязнения вода стала непригодна для питьевых нужд жителей нескольких районов Якутии. По состоянию на конец января 2019 года содержание вредных веществ в водах Виллюя превышает норму в несколько десятков раз.

Мутность воды средняя. Минерализация не превышает 100 мг/л. Вода жёсткая. Для реки характерно повышенное содержание в воде ионов железа, меди и органических веществ. Максимальное содержание железа наблюдается в периоды зимней и летней межени; повышенное содержание органических веществ – в период весеннего половодья.

Основными источниками загрязнения реки Виллюй в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных

предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности. Приоритетные загрязняющие вещества для водохранилища: нитраты (4–8 ПДК), медь (2–39 ПДК).

Скорость накопления донных осадков в водохранилище на разных этапах его эксплуатации менялась от 5,6 до 11,0 мм/год; средняя толщина слоя донных осадков к 2019 г. составила около 35 см, максимальная толщина донных отложений в приплотинном районе водохранилища в затопленном русле Виллой достигает 2 м.

В связи с этим, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности для контроля популяции этих видов, а также для минимизации негативного воздействия объектов Вилло́йского гидроузла на численность этих животных.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 №818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Виллой на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Виллой необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Вилло́йской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Вилло́йского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

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

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Вилюй в нижнем бьефе Вилюйского гидроузла;
- формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

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

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

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

- технические мероприятия, исключающие 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.

В период подготовки к строительству, процессу строительства, монтажа оборудования ГЭС, эксплуатации ГЭС должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 г. (изменён 13.07.2015 г.).

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспыливания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ (СТО 70238424.27.140.036-2009):

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления. Основные мероприятия, проводимые для подготовки ложа водохранилища в следствие контакта его с населёнными пунктами и деятельности человека:

- на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения;
- оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте;
- металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;
- выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки;

- очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию;

- навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля;

- почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

7.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В период строительства будет выполняться большой объём строительно-монтажных работ, следовательно, будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объём бетонных работ, м³ (902104 м³);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{902104 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 40595 \text{ т}.$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязнённые чёрные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (100 т);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

$$M = \frac{150 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 3 \text{ т}.$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 40595 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 3 тонны отходов чёрных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы чёрного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома чёрных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как чёрный металл является вторичным ресурсом.

7.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Виллюйского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- регулирование водным режимом водотока;
- очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Виллюй от сбросов Виллюйской ГЭС ниже по течению реки.

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме этого, для обеспечения собственных нужд ГЭС требуется потребление определённого объёма воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки, отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования (трансформаторы, подшипники), и

сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

- трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
- турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающие протечки масла в нижний бьеф;
- сточные производственные воды сбрасывать в водоём незагрязнёнными;
- хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоём очищать и хлорировать;
- твёрдые осадки из отстойников вывозить на свалки или утилизацию.

8 Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда

8.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Основной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений является обеспечение их работоспособного состояния, при соблюдении норм безопасности, требований охраны окружающей среды и создании условий для бесперебойной и экономичной работы основного технологического оборудования гидроэлектростанций.

В соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений» обеспечение безопасности Вилуйской ГЭС осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого 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.

Ответственность за безопасность гидротехнического сооружения несёт собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Вилуйской ГЭС осуществляется с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании вышеизложенного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

8.2 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности для энергетических предприятий изложены в следующих нормативных документах:

- СП 486.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности»;
- СП 485.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования;
- РД 34.15.109-91 «Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов»;
- ВНПБ 29-14 СТО 34.01-27.3-002-2014 Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ОАО «Россети».

Каждый объект станции оснащается системой пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС, с помощью которой ведется постоянный контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта. Система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара генераторов трансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и подачи звукового сигнала о пожаре в помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояние противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения производится в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств релейной защиты и автоматики;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

В силовых трансформаторах с напряжением 110кВ и выше единичной мощностью от 63МВА тушение 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 ГЭС оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматический пуск системы и автоматическая подача воды на очаг пожара.

Для уменьшения рисков, связанных с пожарами на Вилуйской ГЭС, будут предусмотрены специальные меры по проведению инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС (работчие в соответствии с функциональными обязанностями в объеме требований, инструкций, норм, правил и других локальных документов, знание которых необходимо для данной профессии; специалисты и руководители в соответствии с функциональными обязанностями в объеме, установленном должностной инструкцией и при наличии подчиненного персонала в объеме требований норм, правил и инструкций для рабочих мест подчиненного персонала) должны проходить подготовку по пожарной безопасности, которая включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- проведение противопожарных тренировок;
- пожарно-технический минимум;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Персонал ГЭС несёт ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных местах на территории энергообъекта. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

8.3 Охрана труда

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

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

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

9 Технико-экономические показатели

9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Генерируемая электроэнергия является продуктом, производство и потребление которого совпадают во времени. Электроэнергия не может быть накоплена, она поставляется в электрические сети Единой энергосистемы, где происходит ее продажа на оптовом и розничном рынках. Цена электрической энергии выражается в рублях за потребленный киловатт-час, данные представлены в таблице Ж.1.

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании документа «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. от 16.01.2017 №9.

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

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

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

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;

- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,084%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице Ж.2.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице Ж.3.

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с единым сценарным условиям ПАО «РусГидро», результат представлен в таблице Ж.4.

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ (ЕСУ ПАО «РусГидро») для р. Вилюй составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице Ж.5.

Из таблицы Ж.5 можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу снижаются за счет ежегодного уменьшения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке Ж.1.

В структуре затрат наибольшая доля средств приходится на эксплуатационные затраты генерирующего объекта, что в среднем составляет 30-40% от суммарных издержек для ГЭС средней мощности. Основными составляющими эксплуатационных расходов являются:

- Заработная плата эксплуатационного персонала с начислениями;
- Расходы по текущему ремонту сооружений и оборудования;
- Общестанционные и прочие расходы – на отопление помещений, содержание транспорта, на охрану, командировки и т. д.;
- Дополнительные расходы на борьбу с шугой, наносами и т. п.

9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;

- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%;
- Налог на воду на 1 тыс. кВт · ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за исследуемый период приведены в таблице Ж.6. Расчетные данные показывают, что основные денежные средства уходят на эксплуатационные затраты. Также видно, что значительная часть затрат приходится на расходы на страхования и амортизационные отчисления и на расходы регулирующих компаний. Самый низкий налог составило на расходы на ремонт производственных фондов и налог на воду.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Виллойской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице Ж.7. На рисунке Ж.2 показана сумма чистой прибыли по годам прогнозирования. Из графика видно, что по данному проекту с начала реализации отрицательный денежный поток, который связан со строительными работами и приобретением. Начиная с середины 2024 года по проекту отрицательный денежный поток начинает сокращаться и к середине 2027 года становится положительным. После доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

9.3 Анализ денежных потоков

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.»).

9.4 Оценка инвестиционного проекта

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

9.4.1 Методология, исходные данные

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

- чистый, дисконтированный доход;
- индекс прибыльности;
- срок окупаемости и т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утверждённых приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999 г. №2 4-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утверждёнными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.1999 г. №24-16-1/20-113;

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проведены с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Вилуйской ГЭС составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2021 года.

3. Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

9.4.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице Ж.8.

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта $NPV > 0$, следовательно, проект пригоден для инвестирования. Индекс прибыльности ($PI = 1,12$ руб.) больше единицы, а значит инвестиции в проект эффективны и инвестированные средства приносят доход.

Гидроэлектростанции являются самыми капиталоемкими источниками электрической энергии, их срок окупаемости доходит до 15 лет. Расчёты для

данного проекта показали, что он сможет окупиться, учитывая ставку дисконтирования через 137 месяцев или 11,5 лет.

9.4.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице Ж.9.

Как видно из таблицы Ж.9 большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

10 Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия. Нормы и требования

10.1 Автоматическая система управления технологическим процессом

Система управления выполнена на основе программируемых контроллеров и обеспечивает полную автоматизацию управления агрегатами. Все технологические процессы управления выполняются командами, выдаваемыми автоматизированной системой управления или оперативным персоналом. В схемах управления предусмотрена полная автоматизация вспомогательных механизмов и устройств, обеспечивающих постоянную готовность агрегата к пуску, его нормальную работу без вмешательства оперативного персонала, а также аварийную остановку при всех опасных и аварийных режимах.

Элементом, объединяющим составные части системы автоматического управления гидроагрегатом в единое целое, является шкаф автоматического управления агрегатом – ШУА, устанавливаемый в составе агрегатного щита. В шкафу располагаются программируемые контроллеры, являющиеся алгоритмическим центром всей системы, источники питания, реле, контролирующие работу шкафа, клеммники для объединения частей системы (ключей и кнопок управления, датчиков параметров режимов и положений исполнительных механизмов, систем регулирования частоты и напряжения генератора, датчиков неисправностей и аварий, исполнительных механизмов).

10.1.1 Структура АСУ ТП

Устройство автоматического управления агрегатом входит в состав ПТК гидроагрегата и включает в себя два программируемых контроллера PLC, предназначенных для решения алгоритмов управления и обеспечения резервирования гидромеханических защит.

Программируемый контроллер управления агрегатом КА и контроллер резервирования гидромехзащит КР предназначены для автоматического управления гидроагрегатом и обеспечения резервирования гидромеханических защит.

Контроллер управления КА собирает информацию от ключей и кнопок управления и от датчиков состояний и положений гидроагрегата и его вспомогательных устройств. Информация должна поступать в виде дискретных сигналов напряжением 24В постоянного тока, аналоговых сигналов и сигналов сетевого обмена по локальной сети управления (интерфейс RS232). Выходные управляющие воздействия подаются на исполнительные устройства либо непосредственно из контроллера, либо через промежуточные реле, установленные вне контроллера.

Информация о состояниях агрегата, возникших неисправностях и авариях предоставляется на видеотерминале и передается в агрегатную информационно-управляющую сеть АСУ ТП по интерфейсам RS232.

Контроллер резервирования гидромеханических защит собирает информацию от датчиков неисправностей и аварий. Выходные управляющие воздействия контроллера КР подаются на исполнительные устройства и механизмы параллельно выходам основного контроллера КА.

Для питания контроллеров и блоков питания 24В постоянного тока, используемых для входных и выходных цепей, должны быть применены источники гарантированного питания, обеспечивающие питание при отключении переменного напряжения, являющиеся одновременно фильтрами и стабилизаторами входного напряжения.

Управление работой агрегата и задание режимов его работы осуществляется командами, поступающими по общестанционной сети от оператора с рабочей станции, установленной на ЦПУ. При необходимости в качестве резерва управление режимами работы гидроагрегатов может осуществляться по физическим цепям от ключей и кнопок управления, устанавливаемых на главном щите управления в помещении ЦПУ ГЭС, а в машинном зале от кнопок, устанавливаемых на дверях шкафа управления агрегатом.

В устройстве предусмотрена установка входных и выходных клеммников для подключения физических цепей входов и выходов, а также разъемов, отделяющих внешние цепи от контроллеров. Разъемы предназначены для проведения плановых проверок и наладочных испытаний без разборки внешних цепей на клеммниках устройства. На шкафу устройства управления предусмотрена световая индикация режимов и состояния оборудования и коммутационные устройства для местного управления.

10.2 ГМЗ. Нормы и требования

Перед пуском защищаемого оборудования после его ремонта, а также после проведения ремонта в цепях технологических защит проверяется исправность и готовность защит к включению путем опробования на сигнал каждой защиты и действия защит на все исполнительные устройства. Условия, разрешающие пуск агрегата, его нормальный и аварийный останов и внеплановое изменение нагрузки, должны быть изложены в местных инструкциях, утвержденных техническим руководителем гидроэлектростанции и находящихся на рабочих местах оперативного персонала. Для каждого гидроагрегата должно быть определено и периодически в установленные местными инструкциями сроки проконтролировано минимальное время следующих процессов:

- закрытия направляющего аппарата гидротурбины до зоны демпфирования при сбросе нагрузки;
- открытия направляющего аппарата гидротурбины при наборе нагрузки с максимальной скоростью;
- закрытия направляющего аппарата при срабатывании золотника аварийного закрытия;

- закрытия и открытия предтурбинных затворов, а также аварийно-ремонтных затворов на водоприемнике;
- закрытия холостого выпуска гидротурбины.

Не допускается длительная работа гидроагрегата при повышенных уровнях вибрации: размах горизонтальной вибрации (двойная амплитуда) корпуса турбинного подшипника, а также размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин генератора, если на них расположены направляющие подшипники, в зависимости от частоты вращения ротора гидроагрегата не должен превышать значений, представленных в таблице И.1.

Размах вертикальной вибрации крышки турбины, опорного конуса или грузонесущей крестовины генератора в зависимости от частоты вибрации не должен превышать значений (в зависимости от частоты вибрации), представленных в таблице И.2.

Для каждого гидроагрегата в местной инструкции должны быть указаны номинальные и максимально допустимые температуры сегментов подпятника, подшипников и масла в маслованнах. Предупредительная сигнализация должна включаться при повышении температуры сегмента и масла в маслованне на 5°C выше номинальной для данного времени года. При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики. При пуске и во время эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должен осуществляться контроль электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения; температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред (в том числе и оборудования системы возбуждения), уплотнений вала, подшипников и подпятников; давления, в том числе перепада давлений на фильтрах, удельного сопротивления и расхода дистиллята через обмотки и другие активные и конструктивные части; давления и чистоты водорода; давления и температуры масла, а также перепада давлений масло-водород в уплотнениях вала. Работа генераторов с непосредственным жидкостным охлаждением обмоток при отсутствии циркуляции дистиллята или масла в обмотках во всех режимах, кроме режима холостого хода без возбуждения, запрещается. В случае прекращения циркуляции охлаждающей жидкости в обмотках с непосредственным жидкостным охлаждением нагрузка должна быть автоматически снята в течение 2 мин (если в инструкциях на отдельные типы генераторов не оговорены более жесткие требования), генератор должен быть отключен от сети и возбуждение снято. Фильтры, установленные в системе жидкостного охлаждения, должны постоянно находиться в работе. При снижении удельного сопротивления дистиллята в обмотках генератора до 100 кОм·см должна действовать предупредительная сигнализация, а при его снижении до 50 кОм·см генератор должен быть разгружен, отключен от сети и возбуждение снято. У синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения 750 и 1000 об/мин двойная амплитуда вибрации должна быть не выше 80 мкм. При отсутствии устройства дистанционного измерения вибрации

периодичность контроля устанавливается в зависимости от вибрационного состояния компенсатора, но не реже 1 раза в год.

Технические средства САУ ГА при включенном технологическом оборудовании гидроагрегата должны постоянно находиться в работе в проектном объеме и обеспечивать выполнение заданных функций.

10.3 Аварийные и предупреждающие сигналы ГМЗ Светлинской ГЭС

Аварийные сигналы участвуют в алгоритме управления гидроагрегатом. Их действие приводит к появлению сигнала «Аварийное состояние агрегата», который действует на остановку гидроагрегата. Также сигнал «Аварийное состояние агрегата» управляет действием золотников аварийного и программного закрытия, его алгоритмы управления будут подробно расписаны на рисунке И.1. Все уставки, которые приведены в инструкции, действительны на момент утверждения инструкции и могут изменяться в течение эксплуатации гидроагрегата.

10.3.1 Аварийное повышение температуры сегментов подпятника

Защита активируется при повышении температуры сегментов подпятника выше 60°C, рабочая температура составляет до 55°C. Информация поступает с датчиков температуры типа ТКП-160Сг-УХЛ, вмонтированных в подпятник, и через шкаф термоконтроля АХГ поступает в ПТК АУГ блока G1,2,3, где обрабатывается контроллером. Вид сигнала дискретный +24В. Данные, получаемые оперативным персоналом в окне термоконтроля G1,2,3, обрабатываемые ПТК СИС, поступают с датчиков ТСМ-50М и служат для аварийной и предупредительной сигнализации. В алгоритме аварийной остановки гидроагрегата они не участвуют. Предупредительный сигнал о повышении температуры сегментов подпятника 60°C. Аварийный – 70°C.

10.3.2 Аварийное повышение температуры сегментов подшипника генератора

Защита активируется при повышении температуры сегментов подшипника генератора выше 55°C, рабочая температура составляет до 400°C. Информация поступает с датчиков температуры типа ТКП-160Сг-УХЛ, вмонтированных в подшипник, и через шкаф термоконтроля АХГ поступает в ПТК АУГ блока G1,2,3, где обрабатывается контроллером. Вид сигнала дискретный +24В. Данные, получаемые оперативным персоналом в окне термоконтроля G1,2,3, обрабатываемые ПТК СИС, поступают с датчиков ТСМ-50М и служат для аварийной и предупредительной сигнализации. В алгоритме аварийной остановки гидроагрегата они не участвуют. Предупредительный сигнал о повышении температуры сегментов подшипника генератора 50°C.

10.3.3 Аварийное повышение температуры горячего воздуха

Защита активируется при повышении температуры горячего воздуха генератора выше 55°C (предупредительный сигнал). 600°C – аварийное отключение. Информация поступает с датчиков температуры типа ТКП-160Сг-УХЛ и через шкаф термоконтроля АХГ поступает в ПТК АУГ блока G1,2,3, где обрабатывается контроллером. Вид сигнала дискретный +24В. Данные, получаемые оперативным персоналом в окне термоконтроля G1,2,3, обрабатываемые ПТК СИС, поступают с датчиков ТСМ-50М и служат для предупредительной сигнализации. В алгоритме аварийной остановки гидроагрегата они не участвуют.

10.3.4 Аварийное повышение температуры генератора (СТК)

Данные, получаемые оперативным персоналом в окне термоконтроля G1,2,3, обрабатываемые ПТК СИС, поступают с датчиков ТСМ-50М и служат для предупредительной сигнализации. В алгоритме аварийной остановки гидроагрегата они не участвуют. Предельные значения температурных данных по генератору представлены в таблице И.3.

10.3.5 Авария МНУ

Сигнал поступает с панели 1(2,3)-М2 (панель управления МНУ-МП) в контроллер ПТК АУГ и ПТК СИС блока G1,2,3 в виде дискретного сигнала +24В. Сигнал формируется в контроллере панели управления МНУ-МП по схеме ИЛИ от аварийно-низкого давления в МНУ $P_{\text{авар}} = 29$ атм. с датчика давления типа КРТ-1А и аварийно-низкого уровня $L_{\text{авар}} = 1350$ мм с датчика уровня типа KSR KUEBLER. Сигналы с датчиков давления и уровня поступают в контроллер МНУ-МП в аналоговом виде 4-20 мА.

10.3.6 Аварийное давление МНУ

При снижении давления в гидроаккумуляторе МНУ до уровня 29 атм. сигнал поступает в контроллер ПТК АУГ и ПТК СИС блока G1,2,3 в виде дискретного сигнала +24В. Сигнал формирует датчик-реле типа NAUTILUS XM4, уставка 29 атм. выставляется путем регулирования датчика-реле. Квитиование происходит при достижении давления в гидроаккумуляторе МНУ 34 атм.

10.3.7 аварийный уровень МНУ

При снижении уровня масла в гидроаккумуляторе МНУ до -1350 мм, сигнал поступает в контроллер ПТК АУГ и ПТК СИС блока G1,2,3, в виде дискретного сигнала +24 В. Сигнал формирует датчик типа Magnetic Switch ВГУ

KSR KUEBLER. Уровень срабатывания выставляется регулированием датчика по высоте на байпасе указателе KSR KUEBLER.

10.3.8 СТОП 3

Панель управления ЭГР-МП (1,2,3-М1) формирует сигнал «СТОП 3», который поступает в контроллер ПТК АУГ и ПТК СИС блока G1,2,3 в виде дискретного сигнала +24 В. Причины возникновения сигнала:

- обрыв троса обратной связи НА и РК;
- ЭГП в положении «Автомат» и неисправном PLC1 или отключенном выключателе QF8 панели 1(2,3)-М1;
- при сигнале 115 % оборотов и отсутствии смещения главного золотника на закрытие;
- при наличии команды «ПУСК» и открытии НА более чем на 50% с отключенным выключателем генератора (В-Г1,2,3).

10.3.9 Пожар в генераторе

Этот сигнал формируется в контроллере ПТК АУГ блока G1,2,3. Собирается по схеме «И» из следующих сигналов:

- Напряжение генератора меньше 50% от номинального значения;
- Ток ротора равен нулю;
- Отработали датчики автоматического пожаротушения, расположенные в шахте генератора;
- Генераторный выключатель отключен;
- Действие дифференциальной защиты генератора.

Из ПТК АУГ сигнал также поступает в ПТК СИС в виде дискретного сигнала +24В для отображения информации на расшифраторе блок Г1(2,3) Т1(2,3). Схема распределения сигнала представлена на рисунке И.2.

10.3.10 Авария ПШТ

Если расход воды на охлаждение подшипника турбины достигнет значения $Q_{\text{авар.низк.}} = 5$ л/с или уровень воды в ванне турбинного подшипника достигнет аварийно-низкого значения, при этом скорость вращения гидроагрегата G1,2,3 будет больше 0%, то контроллер ПТК АУГ сформирует аварийный сигнал «Авария ПШТ». Этот же сигнал поступит в ПТК СИС в виде дискретного сигнала +24 В.

Датчик расхода воды на смазку турбинного подшипника типа UFM-005 выдает аналоговый сигнал 4-20 мА. Ток обрабатывается контроллером ПТК АУГ и по принципу сравнения с заданными уставками устанавливает количество расхода воды:

- Рабочий расход >25 м³/час;
- Минимальный расход 25 м³/час;

- Аварийный расход 18 м³/час.

Датчик уровня воды в ванне турбинного подшипника типа РОС – 301 сигнализирует уровень воды и выдает соответствующие сигналы: аварийно-низкий уровень и высокий уровень воды в ванне турбинного подшипника. Схема представлена на рисунке И.3.

10.3.11 Аварийный уровень масла в ПП

В подпятнике генератора вмонтированы первичные преобразователи датчиков уровня типа РОС–101. При достижении масла одного из аварийных уровней, первичный преобразователь подает сигнал преобразователю передающему, расположенному возле шкафа термоконтроля (отм. 158,50). После обработки сигнал поступает в контроллер ПТК АУГ в виде дискретного сигнала +24 В. Уровень масла в подпятнике (от опоры подпятника):

- Нормальный 1020 мм;
- Аварийно-низкий $970 \pm 0,8$ мм;
- Аварийно-высокий $1035 \pm 1,2$ мм.

Контроллер ПТК АУГ обрабатывает сигналы по схеме «ИЛИ» двух уровней аварийно высокого и низкого и формирует сигнал «Аварийный уровень масла в ПП», этот сигнал также поступает в ПТК СИС в виде дискретного сигнала +24 В. Схема распространения сигнала представлена на рисунке И.4.

10.3.12 Аварийный уровень масла в ПШГ

В подшипнике генератора вмонтированы первичные преобразователи датчиков уровня типа РОС–101. При достижении масла одного из аварийных уровней, первичный преобразователь подает сигнал преобразователю передающему, расположенному возле шкафа термоконтроля (отм. 158,50). После обработки первичного сигнала обработанный сигнал поступает в контроллер ПТК АУГ в виде дискретного сигнала +24 В.

Уровень масла в подшипнике генератора (от средней линии нижней масляной трубки):

- Аварийно-низкий 260 мм;
- Аварийно-высокий 320 мм.

Контроллер ПТК АУГ обрабатывает сигналы по схеме «ИЛИ» двух уровней аварийно высокого и низкого и формирует сигнал «Аварийный уровень масла в ПШГ», этот сигнал также поступает в ПТК СИС в виде дискретного сигнала +24 В.

10.3.13 Разгон 2 ступени

Панель управления ЭГР-МП формирует сигналы частоты вращения гидроагрегата: $n > 115\%$, $n > 140\%$, $n > 160\%$ и передает их в ПТК АУГ в виде дискретных уровней +24 В. Контроллер формирует сигнал «Разгон 2

ступени» по схеме «ИЛИ» $n > 140\%$ в течение 30 секунд и $n > 160\%$ при условии, что есть сигналы $n > 140\%$ или $n > 115\%$ или оба одновременно. Сигнал «Разгон 2 ступени» поступает также в ПТК СИС в виде дискретного уровня +24 В. Схема распространения сигнала представлена на рисунке И.5.

10.3.14 Прекращение циркуляции воды на охлаждение ПП

Датчик расхода воды на охлаждение подпятника гидроагрегата Г1, 2, 3, типа UFM 005, расположен на отметке 158,5 на бочке генератора. Этот датчик выдает аналоговый сигнал 4-20 мА. На Г/А №1 сигнал поступает в блок преобразующий, типа БПС-90К, расположенный на передней панели шкафа автоматики 1-М3. Блок преобразует аналоговый сигнал в два дискретных: «Низкий расход на охлаждение ПП» и «Аварийно низкий расход на охлаждение ПП», которые поступают в ПТК АУГ. Контроллер обрабатывает информацию и выдает сигналы: «Прекращение циркуляции воды на охлаждение ПП» при расходе меньше $18 \text{ м}^3/\text{час}$, действующий на останов гидроагрегата и «Низкий расход на охлаждение ПП», как предупредительный. На Г/А №2,3 сигнал через блок, преобразующий типа БПС-90К, расположенный на передней панели шкафа автоматики 1-М3 поступает в ПТК АУГ, где и обрабатывается в соответствии с заданными уставками. Нормальный расход составляет $150 \text{ м}^3/\text{час}$. Схема циркуляции воды на охлаждение представлена на рисунке И.6.

10.4 СТОП 1, СТОП 2, СТОП 3

10.4.1 СТОП 1

Остановка агрегата по команде «СТОП 1» производится по алгоритму, показанному на рисунке И.7. Осуществляется подачей команды с ЦПУ, панели 1,2,3-М4 или ПТК СИС.

Сигнал поступает в панель управления ЭГР-МП. Регулятор закрывает направляющий аппарат по алгоритму СТОП 1, заложенному в программе. Алгоритм «Нормальная остановка гидроагрегата» расписан в инструкции по управлению агрегатом.

10.4.2 СТОП 2

Появление сигнала «Аварийное состояние агрегата», рассмотренного в начале, приводит к формированию команды СТОП 2, показанному на рисунке И.8. Команда действует на останов гидроагрегата по схеме без проверки отключенного положения выключателя, без разгрузки по активной и реактивной мощности. Команда СТОП 2 – «быстрая остановка», подается в ЭГР-МП, далее алгоритм соответствует нормальной остановке.

10.4.3 СТОП 3

Сформированная команда, показанная на рисунке И.9, поступает в ЭГР-МП, которая закрывает направляющий аппарат по алгоритму СТОП 3 – аварийная остановка.

10.5 Резервирование ГМЗ, работа ЗАЗ и ПЗАЗ

Для увеличения надежности работы гидроагрегата введены алгоритмы резервных защит, которые действуют на золотники аварийного и программного закрытия.

Резервная защита 1 степени запускается при наличии сигнала «Аварийное состояние агрегата» и при отсутствии сигнала «Стоп 3» через 30 секунд, если направляющий аппарат не закрылся за это время. Схема работы представлена на рисунке И.10.

Резервная защита 2 степени запускается при наличии сигнала «Аварийное состояние агрегата» через 90 секунд, если направляющий аппарат не закрылся за это время. Схема работы представлена на рисунке И.11.

Включение золотника аварийного закрытия производится по команде «Включить золотник аварийного закрытия», действует на закрытие направляющего аппарата. Команда формируется по трем командам - «Стоп 3», «Резервная защита 1 степень» и «Аварийное состояние агрегата», показанным на рисунке И.12.

Программный золотник аварийного закрытия включается командой «Включить золотник аварийного программного закрытия» и действует на закрытие направляющего аппарата. Формирование команды осуществляется алгоритмом, показанным на рисунке И.13.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Вилюйского гидроузла на р. Вилюй, являющимся сооружением II класса. В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 330 МВт и среднемноголетняя выработка 1,31 млрд. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 48,1 м;
- расчетный – 33,0 м;
- минимальный – 25,0 м;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ50-В и ПЛД50 -В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с шестью гидротурбинами ПЛ50-В-475. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-808/130-40 У4 с номинальной активной мощностью 55 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (6 одиночных блока, 3 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-80000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-4000/10/6 кВ, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-300/39.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная грунтовая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- станционная плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 36,8 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 128,50;
- число водопропускных отверстий – 2,0;
- ширина водопропускных отверстий – 8,0 м;
- отметка гребня плотины – 185,90;
- ширина гребня – 21,0 м.

Гашение кинетической энергии водяного потока, пропускаемого через водосливную плотину, производится способом отброшенной струи. Бетонная

плотина разделяется по длине постоянными температурными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,44 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений II класса – 1,20). Таким образом, плотина Вилюйского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 137 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,27 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 76009 руб./кВт.

Таким образом строительство Вилюйского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский К.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Затеева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. - 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106 стр.
5. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1988. – 400 с.
6. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 336 с.
7. Новоженин В.Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / Под ред. В.Д. Новоженина, Е.В. Невского. Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Гушников, И.В. Слива / под общей ред.к.т.н., В.В. Берлина. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2018. – 224 с.
9. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др.; под ред. А.А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох, П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нецвертный, В.А. Чекулаев. – Москва: Машиностроение, 1972. – 168 с.
11. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
13. СТО РусГидро 04.02.75-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ. 19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
15. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
16. Куценов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
17. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
18. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
19. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
21. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
22. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод» – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html/>
23. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
24. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
25. ГОСТ Р 56302-2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
26. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
27. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

28. Чернобровов Н.В. Релейная защита электрических систем: Учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов; – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.: ил.
29. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1-5 / сост. И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2020. – 64 с.: ил.
30. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание : дата введения 2003-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003114?marker> (дата обращения: 06.06.2022).
31. Лыбина Т.А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
32. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.10.2020 №1607 «Об утверждении критериев классификации гидротехнических сооружений» // Официальный интернет-портал правовой информации. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202010080046?index=0&rangeSize=1> (дата обращения: 06.06.2022).
33. СП 38.13330.2018. Свод правил. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) : дата введения 2019-02-17 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863434> (дата обращения: 06.06.2022).
34. СП 58.13330.2019. Свод правил. Гидротехнические сооружения. Основные положения : дата введения 2020-06-17 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/564542210> (дата обращения: 06.06.2022).
35. Киселев, П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам / Справочник по гидравлическим расчётам, изд. 4 переработ. П.Г. Киселев. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
36. СП 23.13330.2018. Свод правил. Основания гидротехнических сооружений : дата введения 2019-02-14 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/553863425> (дата обращения: 06.06.2022).
37. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – М.: АСВ, 2011. – Ч.1. – 584 с.
38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012 : дата введения 2013-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200093819> (дата обращения: 06.06.2022).

39. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012 : дата введения 2013-01-01 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200095521> (дата обращения: 06.06.2022).
40. Лапасова, В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной квалификационной работы / сост. В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 40 с.
41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч.2 [Электронный ресурс]: федер. закон от 05.08.2000 N 117-ФЗ ред. от 18.03.2020. // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 27.05.2022).
42. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
43. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования : введен впервые : дата введения 2012-07-30. – Москва : ОАО «РусГидро», 2012. – 290 с.
44. СТО 177330282.27.140.005-2008 Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования : дата введения 2008-05-15 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200072158> (дата обращения: 07.06.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Общие сведения

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Виллой

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1950	13	6	6	6	3670	2120	432	142	36	29	19	11	541
1951	4	2	2	2	2000	2020	1810	742	916	361	65	22	662
1952	8	4	4	4	2410	3120	833	547	786	271	64	20	673
1953	5	3	3	12	3740	1510	183	100	733	324	55	25	558
1954	10	6	4	4	933	3280	1280	308	203	158	31	14	519
1955	5	3	2	3	2360	3200	341	137	273	111	25	12	539
1956	5	2	6	5	808	3740	549	1029	596	262	35	21	588
1957	11	6	4	4	3660	3120	339	400	168	124	54	15	659
1958	7	7	7	8	4060	2840	562	234	452	275	58	21	711
1959	4	4	5	7	2130	6230	237	191	776	440	61	16	842
1960	17	3	3	3	3180	3180	1110	754	586	162	31	11	753
1961	7	5	4	4	2450	3580	975	2050	913	386	73	24	873
1962	10	7	5	5	1850	5410	1475	424	475	166	26	9	822
1963	6	6	7	6	2320	3590	861	185	875	423	60	25	697
1964	9	7	6	4	2538	2594	1638	721	496	218	39	14	690
1965	7	5	3	8	1625	3351	905	131	502	341	44	9	577
1966	7	4	4	4	2873	1167	822	647	770	405	50	13	564
1967	6	2	2	106	2478	2501	519	673	745	200	36	23	608
1968	9	2	2	25	3057	2687	1174	303	733	150	24	6	681
1969	1	0	0	0	1450	2605	958	140	230	58	15	7	455
1970	2	2	1	2	2344	2937	869	304	323	104	18	7	576
1971	2	2	1	1	1870	2543	496	184	553	248	53	14	497
1972	3	2	2	2	2570	3211	213	61	94	75	8	3	520
1973	3	2	2	2	3636	2380	2117	1036	239	110	22	8	796
1974	5	3	2	3	2805	3569	2859	1429	1288	253	30	11	1021
1975	6	3	3	15	5147	3124	275	128	158	210	26	9	759
1976	5	3	3	3	2313	2432	662	1949	789	174	18	8	697
1977	3	2	3	3	4189	3996	944	300	367	98	27	11	828
1978	5	3	3	5	4278	5414	966	156	602	288	42	12	981
1979	4	2	2	5	4298	3208	362	69	169	102	14	6	687
1980	3	2	2	3	2340	4612	795	248	273	132	29	15	705
1981	4	3	2	89	3269	1964	773	89	150	64	17	8	536
1982	4	3	3	20	4012	3911	529	246	516	170	26	11	787
1983	6	5	4	4	3676	3256	561	118	471	119	31	14	689
1984	8	4	3	3	4555	2111	147	58	152	56	12	5	593
1985	3	3	2	15	2725	1389	704	109	245	82	18	4	442
1986	1	1	2	4	3032	1453	366	900	828	352	40	10	582
1987	2	2	4	3	1587	4229	1146	1497	163	67	14	5	727
1988	4	2	1	5	3670	4250	2234	544	1547	513	86	23	1073
1989	11	7	6	7	6212	4245	1293	668	760	299	62	332	1159
1990	21	10	18	25	7979	1809	303	289	540	443	85	19	962
1991	6	4	3	8	3185	4236	934	987	553	185	27	14	845
1992	9	5	4	3	5865	1735	650	93	83	59	13	8	710
1993	6	5	5	6	2720	4133	501	740	754	180	44	16	759

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1994	9	5	3	4	3716	5140	394	75	63	70	15	4	791
1995	2	2	2	2	1545	4676	989	203	531	355	91	32	702
1996	10	7	5	6	3586	5085	622	401	890	287	44	12	913
1997	8	7	7	1317	3202	1310	672	894	1558	674	135	28	818
1998	9	7	4	5	3474	7531	1797	237	710	202	71	25	1173
1999	13	10	7	6	5649	2011	769	329	500	98	24	13	786
Q _{ср.}	7	4	4	36	3181	3275	859	484	543	219	40	20	723

Таблица А.2 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефов

Кривая связи отметки уровня верхнего бьефа от объёма		Кривая связи отметки уровня нижнего бьефа от расхода			
		зимняя		летняя	
Z _{ВБ} , м	V, км ³	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с
132,8	0	132,8	0	132,8	0
144,1	0,65	134,6	156	134,6	173
151	1,31	135,7	288	135,7	320
156,1	1,96	136,5	420	136,5	467
160,2	2,62	137,1	553	137,1	614
163,7	3,27	137,6	684	137,6	760
166,7	3,93	138	816	138	907
169,4	4,58	138,3	949	138,3	1054
171,8	5,23	138,6	1081	138,6	1201
174,1	5,89	138,9	1213	138,9	1348
176,2	6,54	139,2	1346	139,2	1495
178,1	7,2	139,4	1478	139,4	1642
180	7,85	139,6	1610	139,6	1789
181,7	8,51	139,8	1742	139,8	1936
183,4	9,16	140	1874	140	2082

Таблица А.3 – Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{ВХК} , м ³ /с	200	200	200	200	950	800	555	200	200	200	200	200
Q _{исп.} , м ³ /с	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Q _{льд.} , м ³ /с	-7	-5	0	16	40	24	0	0	0	-6	-19	-39
Q _{фильт.} , м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q _{шл.} , м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица А.4 – Данные по существующим гидроэлектростанциям в районе строительства Вилюйского ГУ

Название	N _{уст.} , МВт	Э _{ср.год.} , млн. кВт · ч
Светлинская ГЭС	277,5	750
Вилюйская Г	680	2710

Продолжение приложения А

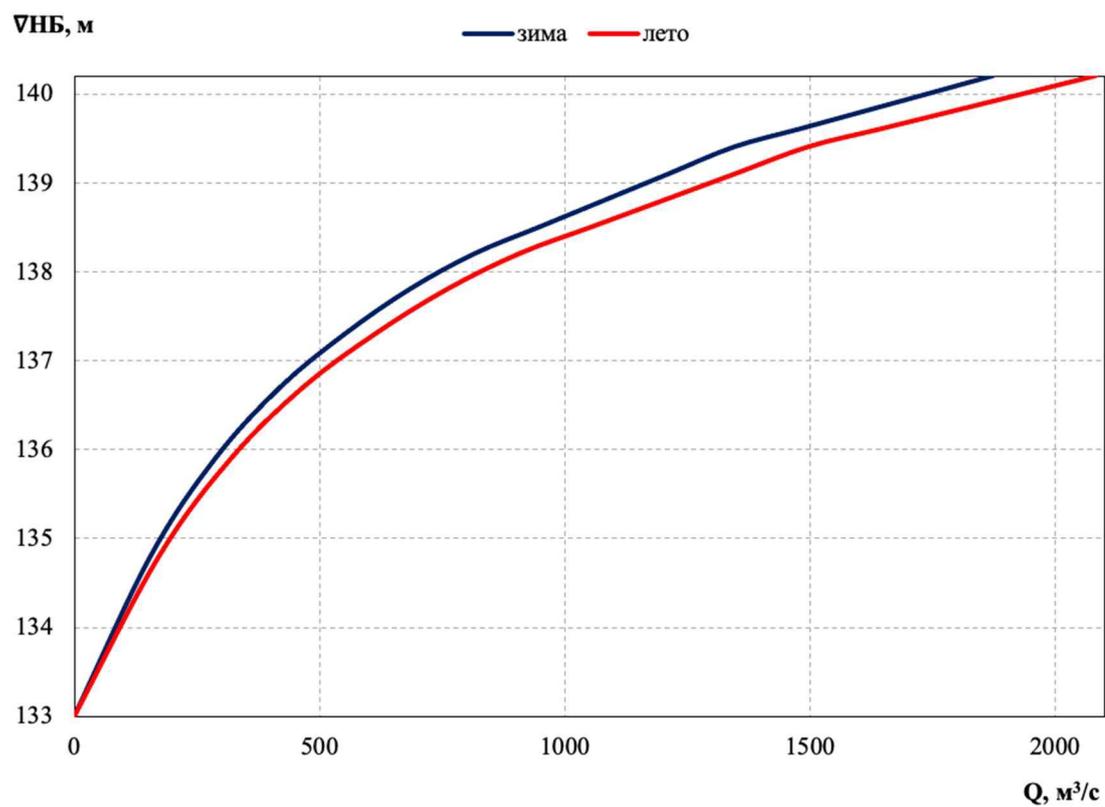


Рисунок А.1 – Кривые связи нижнего бьефа

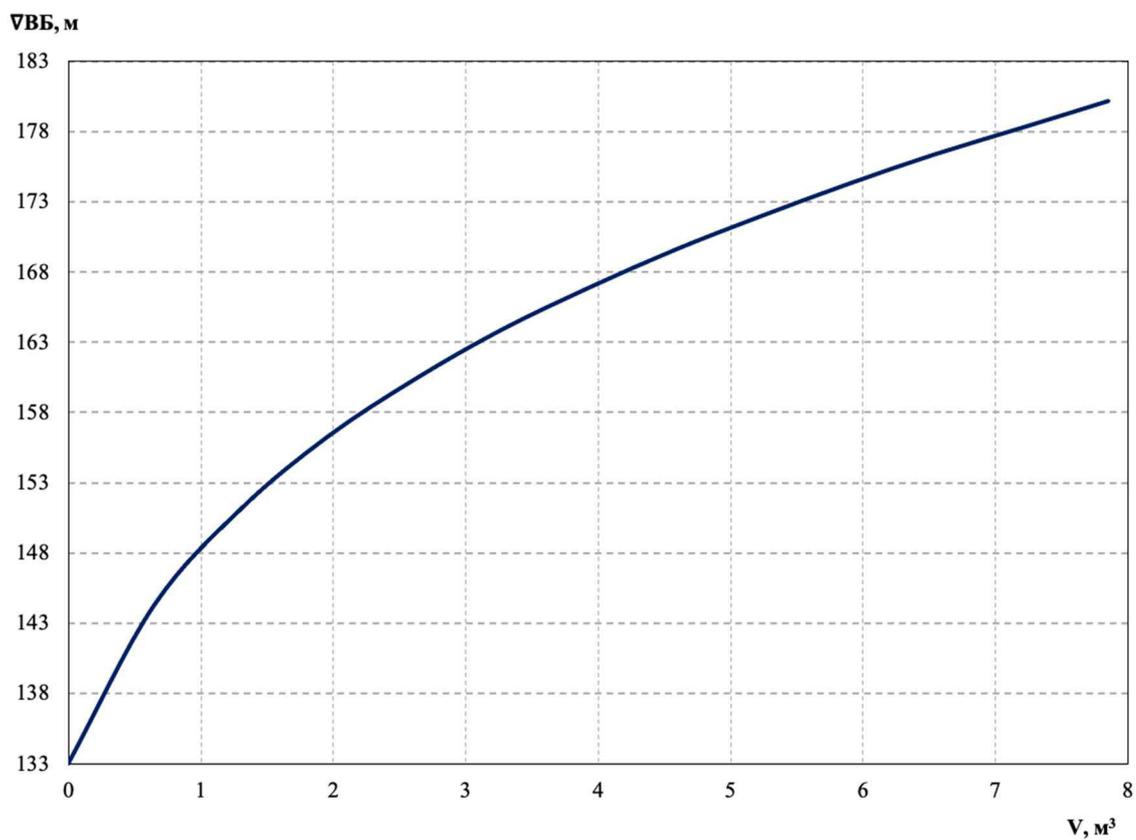


Рисунок А.2 – Кривая связи верхнего бьефа

Продолжение приложения А

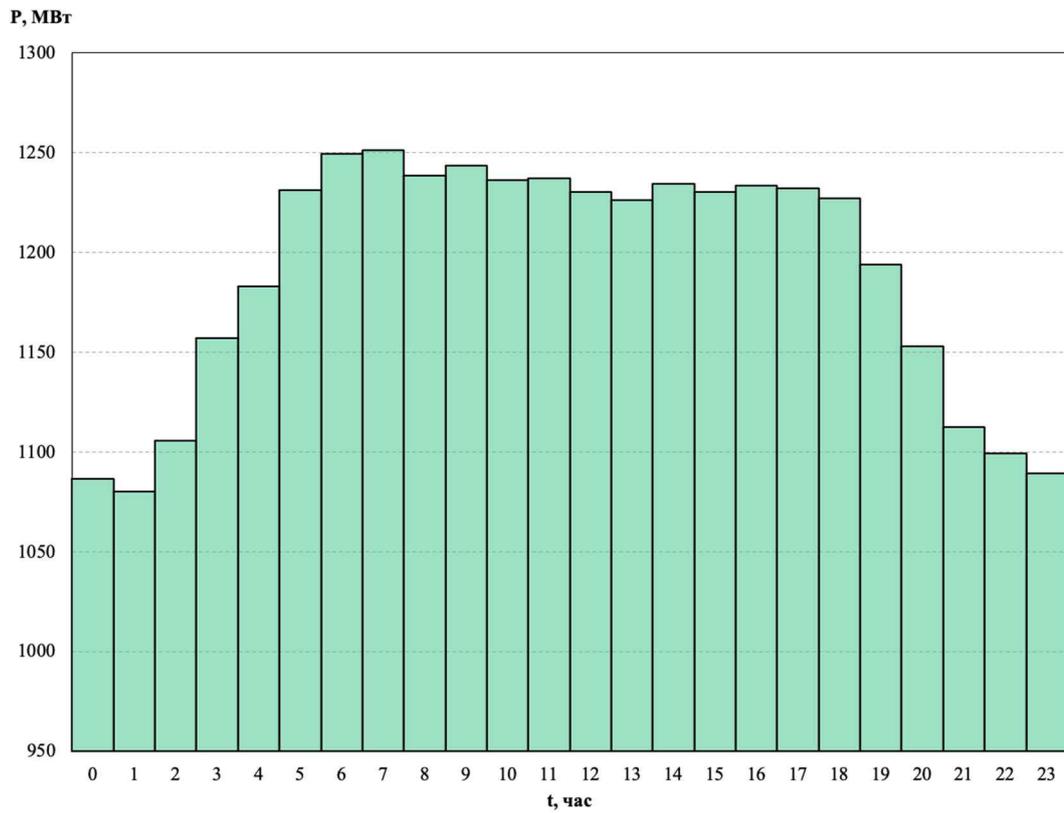


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки для летних суток

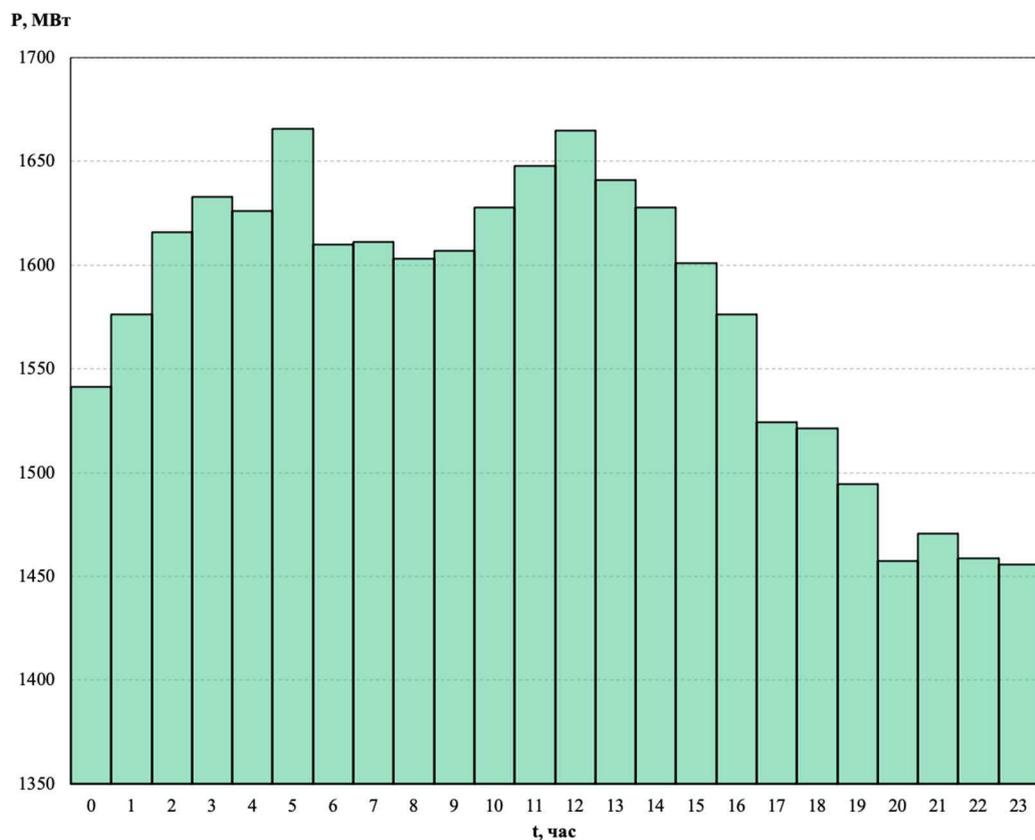


Рисунок А.4 – Суточный график нагрузки для зимних суток

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	1,6	1998	1173	1998	2609	1997	345
2	3,2	1989	1159	1989	2485	1988	311
3	4,8	1988	1073	1978	2164	1974	227
4	6,5	1974	1021	1988	2141	1989	211
5	8,1	1978	981	1974	2133	1961	202
6	9,7	1990	962	1990	2081	1963	200
7	11,3	1996	913	1996	1940	1951	196
8	12,9	1961	873	1977	1886	1959	187
9	14,5	1991	845	1991	1870	1996	179
10	16,1	1959	842	1994	1866	1966	179
11	17,7	1977	828	1973	1834	1986	176
12	19,4	1962	822	1962	1833	1952	165
13	21,0	1997	818	1961	1812	1953	164
14	22,6	1973	796	1959	1759	1990	162
15	24,2	1994	791	1999	1753	1998	147
16	25,8	1982	787	1982	1743	1967	145
17	27,4	1999	786	1975	1738	1995	145
18	29,0	1993	759	1987	1692	1993	144
19	30,6	1975	759	1992	1669	1976	143
20	32,3	1960	753	1960	1645	1978	136
21	33,9	1987	727	1993	1620	1956	132
22	35,5	1958	711	1980	1600	1968	132
23	37,1	1992	710	1979	1588	1965	130
24	38,7	1980	705	1958	1541	1971	125
25	40,3	1995	702	1983	1523	1958	118
26	41,9	1963	697	1957	1505	1960	116
27	43,5	1976	697	1964	1499	1991	113
28	45,2	1964	690	1995	1483	1964	113
29	46,8	1983	689	1997	1479	1982	105
30	48,4	1979	687	1976	1472	1962	100
31	50,0	1968	681	1968	1449	1999	95
32	51,6	1952	673	1963	1392	1983	93
33	53,2	1951	662	1952	1383	1977	73
34	54,8	1957	659	1984	1375	1970	65
35	56,5	1967	608	1951	1315	1980	65
36	58,1	1984	593	1970	1291	1955	62
37	59,7	1956	588	1950	1274	1954	61
38	61,3	1986	582	1967	1255	1975	59
39	62,9	1965	577	1981	1237	1973	55
40	64,5	1970	576	1956	1226	1957	55
41	66,1	1966	564	1972	1212	1985	51
42	67,7	1953	558	1955	1208	1969	44

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

м	Р, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$
43	69,4	1950	541	1965	1204	1979	43
44	71,0	1955	539	1954	1161	1987	37
45	72,6	1981	536	1986	1151	1981	35
46	74,2	1972	520	1953	1109	1984	34
47	75,8	1954	519	1966	1103	1972	27
48	77,4	1971	497	1969	1031	1992	26
49	79,0	1969	455	1971	1019	1994	24
50	80,6	1985	442	1985	988	1950	17

Таблица Б.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1995 г. ($P = 50\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1995	2	2	2	2	1 545	4 676	989	203	531	355	91	32
$k_{\text{коррект.}}$	2	1	1	1	1545	4676	989	146	380	254	65	23

Таблица Б.3 – Расходы в расчётном средневодном году 1981 г. ($P = 90\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1981	4	3	2	89	3269	1964	773	89	150	64	17	8
$k_{\text{коррект.}}$	4	3	2	90	2536	1524	600	90	152	64	17	8

Таблица Б.4 – Координаты для построения ИКН летних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\Sigma, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
1673	1	0	0	1	0
1672	17	1	17	18	17
1655	7	2	14	25	31
1648	8	3	24	33	55
1640	5	4	20	38	75
1635	0	5	0	38	75
1635	2	6	12	40	87
1633	10	7	70	50	157
1623	5	8	40	55	197
1618	1	9	9	56	206
1617	3	10	30	59	236
1614	4	11	44	63	280
1610	2	12	24	65	304
1608	25	13	325	90	629
1583	0	14	0	90	629
1583	35	15	525	125	1154
1548	17	16	272	142	1426
1531	3	17	51	145	1477
1528	27	18	486	172	1963
1501	24	19	456	196	2419
1477	12	20	240	208	2659
1465	1	21	21	209	2680
1464	2	22	44	211	2724

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.4

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\text{Э}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
1462	1462	23	33626	1673	36350

Таблица Б.5 – Координаты для построения ИКН зимних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\text{Э}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
1244	2	0	0	2	0
1242	6	1	6	8	6
1236	5	2	10	13	16
1231	1	3	3	14	19
1230	1	4	4	15	23
1229	2	5	10	17	33
1227	1	6	6	18	39
1226	1	7	7	19	46
1225	1	8	8	20	54
1224	1	9	9	21	63
1223	0	10	0	21	63
1223	3	11	33	24	96
1220	1	12	12	25	108
1219	32	13	416	57	524
1187	11	14	154	68	678
1176	26	15	390	94	1068
1150	4	16	64	98	1132
1146	40	17	680	138	1812
1106	7	18	126	145	1938
1099	6	19	114	151	2052
1093	10	20	200	161	2252
1083	3	21	63	164	2315
1080	6	22	132	170	2447
1074	1074	23	24702	1244	27149

Таблица Б.6 – Данные для построения годовых графиков нагрузки энергосистемы

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	$P_t^{\text{max}}, \text{МВт}$	$P_t^{\text{cp}}, \text{МВт}$
1	15	0,261799388	0,966	1666	1577
2	45	0,785398163	0,707	1610	1526
3	75	1,308996939	0,259	1514	1436
4	105	1,832595715	-0,259	1403	1332
5	135	2,35619449	-0,707	1307	1242
6	165	2,879793266	-0,966	1251	1190
7	195	3,403392041	-0,966	1251	1190
8	225	3,926990817	-0,707	1307	1242
9	255	4,450589593	-0,259	1403	1332
10	285	4,974188368	0,259	1514	1436
11	315	5,497787144	0,707	1610	1526
12	345	6,021385919	0,966	1666	1577

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	2	1	104	2574	1546
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	181	181	181	181	181	181
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	133	133	133	134	135	140
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	48	48	48	47	46	41
$N_{\text{быт.}}, \text{МВт}$	1	1	1	43	1053	564

Окончание таблицы Б.7

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}}, \text{м}^3/\text{с}$	598	88	150	56	3	2
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	181	181	181	181	181	181
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	137	134	134	133	133	133
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	43	47	46	47	48	46
$N_{\text{быт.}}, \text{МВт}$	230	37	62	24	1	1

Таблица Б.8 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	200	200	200	200	950	800
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	181	181	181	181	181	181
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	135,0	135,0	135,0	135,0	138,4	138,0
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	45,6	45,6	45,6	45,6	42,2	42,6
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	81,2	81,2	81,2	81,2	357,2	303,4

Окончание таблицы Б.8

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	555	200	200	200	200	200
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	181	181	181	181	181	181
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	137,2	135,0	135,0	135,0	135,0	135,0
$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	43,4	45,6	45,6	45,6	45,6	45,6
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	214,3	81,2	81,2	81,2	81,2	81,2

Таблица Б.9 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт.}}, \text{МВт}$	1	1	1	43	1053	564	230	37	62	24	1	1
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	81,2	81,2	81,2	81,2	357,2	303,4	214,3	81,2	81,2	81,2	81,2	81,2
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	-196	-197	-198	-110	1586	724	45	-110	-48	-136	-183	-192

Продолжение приложения Б

Таблица Б.10 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{исп}},$ м ³ /с	$Q_{\text{фл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{лд}},$ м ³ /с	$Q_{\text{шл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вдхр}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ВХК}},$ м ³ /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м ³ /с	$Q_{\text{нб}},$ м ³ /с
VIII	90	0	1	0	0	89	111	200	200	0	201
IX	152	0	1	0	0	151	49	200	200	0	201
X	64	0	1	-6	0	69	131	200	200	0	201
XI	17	1	1	-19	0	34	262,7	297	200	0	298
XII	8	1	1	-39	0	45	436,2	481	200	0	482
I	4	1	1	-7	0	9	541	550	200	0	551
II	3	1	1	-5	0	6	429,5	436	200	0	437
III	2	1	1	0	0	0	200	200	200	0	201
IV	90	1	1	16	0	72	128	200	200	0	201
V	2536	1	1	40	0	2494	-1544	950	950	0	951
VI	1524	0	1	24	0	1499	-699	800	800	0	801
VII	600	0	1	0	0	599	-44	555	555	0	556

Окончание таблицы Б.10

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$N_{\text{гар}},$ МВт
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
VIII	8,23	0,3	7,94	181,0	180,2	180,6	135,0	45,2	80,6	ВХК
IX	7,9	0,1	7,81	180,2	179,8	180,0	135,0	44,6	79,4	ВХК
X	7,8	0,3	7,47	179,8	178,8	179,3	135,0	43,9	78,4	ВХК
XI	7,5	0,7	6,79	178,8	176,9	177,8	135,8	41,7	110,0	110,0
XII	6,8	1,1	5,66	176,9	173,4	175,1	136,9	37,8	162,0	162,0
I	5,7	1,4	4,25	173,4	168,0	170,7	137,2	33,1	162,0	162,0
II	4,2	1,1	3,13	168,0	162,9	165,5	136,7	28,4	110,0	110,0
III	3,1	0,5	2,61	162,9	162,4	162,6	135,0	27,3	46,6	ВХК
IV	2,6	0,3	2,28	162,4	162,1	162,3	135,0	26,9	42,4	ВХК
V	2,3	-4,0	6,3	162,1	175,4	168,7	138,4	30,0	237,1	ВХК
VI	6,3	-1,8	8,1	175,4	180,7	178,0	138,0	39,6	282,1	ВХК
VII	8,1	-0,1	8,23	180,7	181,0	180,8	137,2	43,2	213,4	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.11 – Расчёт и распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт	Существующие ГЭС, МВт	Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт		
	P_{max}	$P_{раб.}$	$P_{раб.}$	$P_{нагр.}$	$P_{рем.}$	$P_{раб.}$	$P_{авар.}$	$P_{рем.}$
I	1658	1150	270	25	0	238	116	0
II	1545	1050	257	25	0	238	108	0
III	1398	1011	243	25	0	144	98	0
IV	1195	966	230	25	0	0	84	15
V	1057	841	216	25	0	0	74	15
VI	978	775	203	25	0	0	68	15
VII	978	775	203	25	0	0	68	15
VIII	1057	841	216	25	34	0	74	15
IX	1195	966	230	25	0	0	84	15
X	1398	1011	243	25	0	144	98	0
XI	1545	1050	257	25	0	238	108	0
XII	1658	1050	270	25	0	238	116	0

Таблица Б.12 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
					$H_{ГЭС}$, м	$Q_{ГЭС}$, м ³ /с	$H_{ГЭС}$, м	$Q_{ГЭС}$, м ³ /с
$Q_{НБ}$, м ³ /с	$Z_{НБ}$, м	$\nabla_{НПУ}$, М	$\nabla_{УМО}$, м	H_p , м	$H_{ГЭС}$, м	$Q_{ГЭС}$, м ³ /с	$H_{ГЭС}$, м	$Q_{ГЭС}$, м ³ /с
26	132,9	181	162,1	168,6	50	449	50	923
76	133,6	181	162,1	168,6	44	511	35	772
126	134,2	181	162,1	168,6	42	535	33	750
176	134,7	181	162,1	168,6	40	562	31	727
226	135,2	181	162,1	168,6	38	591	29	703
276	135,6	181	162,1	168,6	36	624	27	678
326	136,0	181	162,1	168,6	34	661	25	653
376	136,3	181	162,1	168,6	32	702	23	626
426	136,6	181	162,1	168,6	30	749	21	598
476	136,9	181	162,1	168,6	28	803	19	569
526	137,1	181	162,1	168,6	27	832	18	554
1200	138,9	181	162,1	168,6	26	864	18	554

Продолжение приложения Б

Таблица Б.13 – Работа ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году

Месяц	$Q_{\text{быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{исп}},$ м ³ /с	$Q_{\text{шл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{фл}},$ м ³ /с	$Q_{\text{лд}},$ м ³ /с	$Q_{\text{п.быт}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вдкр}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ВХК}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м ³ /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м ³ /с	$Q_{\text{нб}},$ м ³ /с
VIII	146	0	0	3	0	143	60	200	203	0	206
IX	380	0	0	3	0	377	50	200	427	0	430
X	254	0	0	3	-6	257	50	200	307	0	310
XI	65	1	0	3	-19	80	208,3	200	288	0	291
XII	23	1	0	3	-39	58	403	200	461	0	464
I	4	1	0	3	-7	7	506	200	513	0	516
II	3	1	0	3	-5	4	384,5	200	389	0	392
III	2	1	0	3	0	-2	315	200	313	0	316
IV	90	1	0	3	16	70	311	200	381	0	384
V	2536	1	0	3	40	2492	-1542	950	950	0	953
VI	1524	0	0	3	24	1497	-697	800	800	0	803
VII	600	0	0	3	0	597	-44	555	553	0	556

Окончание таблицы Б.13

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	Э, млн. кВт · ч
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
VIII	8,2	0,2	8,1	181,0	180,6	180,8	135,0	45,4	81,8	59
IX	8,07	0,1	7,94	180,6	180,2	180,4	136,6	43,3	164,7	123
X	7,9	0,1	7,81	180,2	179,8	180,0	135,9	43,7	119,7	86
XI	7,8	0,5	7,27	179,8	178,3	179,0	135,7	42,9	110,0	82
XII	7,3	1,0	6,22	178,3	175,2	176,7	136,8	39,5	162,0	121
I	6,2	1,3	4,91	175,2	170,7	172,9	137,1	35,5	162,0	113
II	4,9	1,0	3,91	170,7	166,6	168,6	136,4	32	110,0	82
III	3,9	0,8	3,09	166,6	162,7	164,6	135,9	28,3	78,8	57
IV	3,1	0,8	2,28	162,7	162,1	162,4	136,4	25,6	80,3	60
V	2,3	-4,0	6,29	162,1	175,4	168,7	138,4	30,0	237,1	171
VI	6,3	-1,8	8,1	175,4	180,6	178,0	138,0	39,6	282,0	210
VII	8,1	-0,1	8,2	180,6	181,0	180,8	137,2	43,2	212,5	153

Продолжение приложения Б

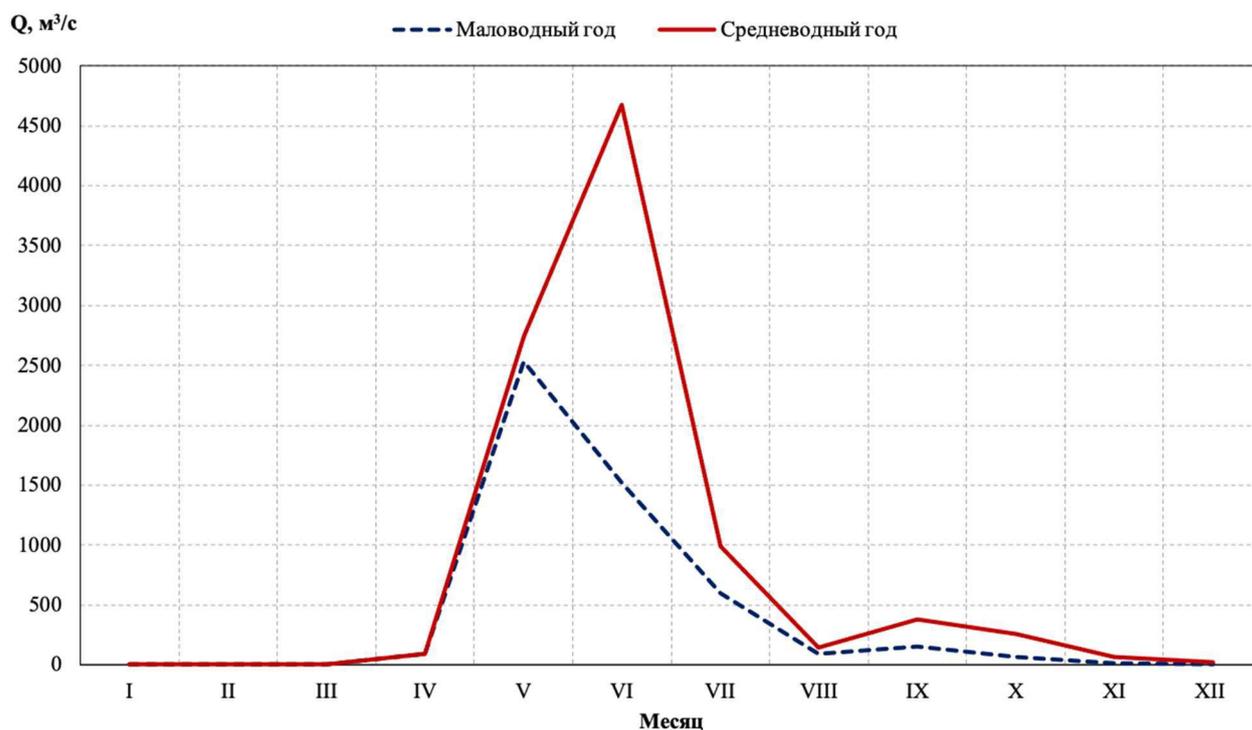


Рисунок Б.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

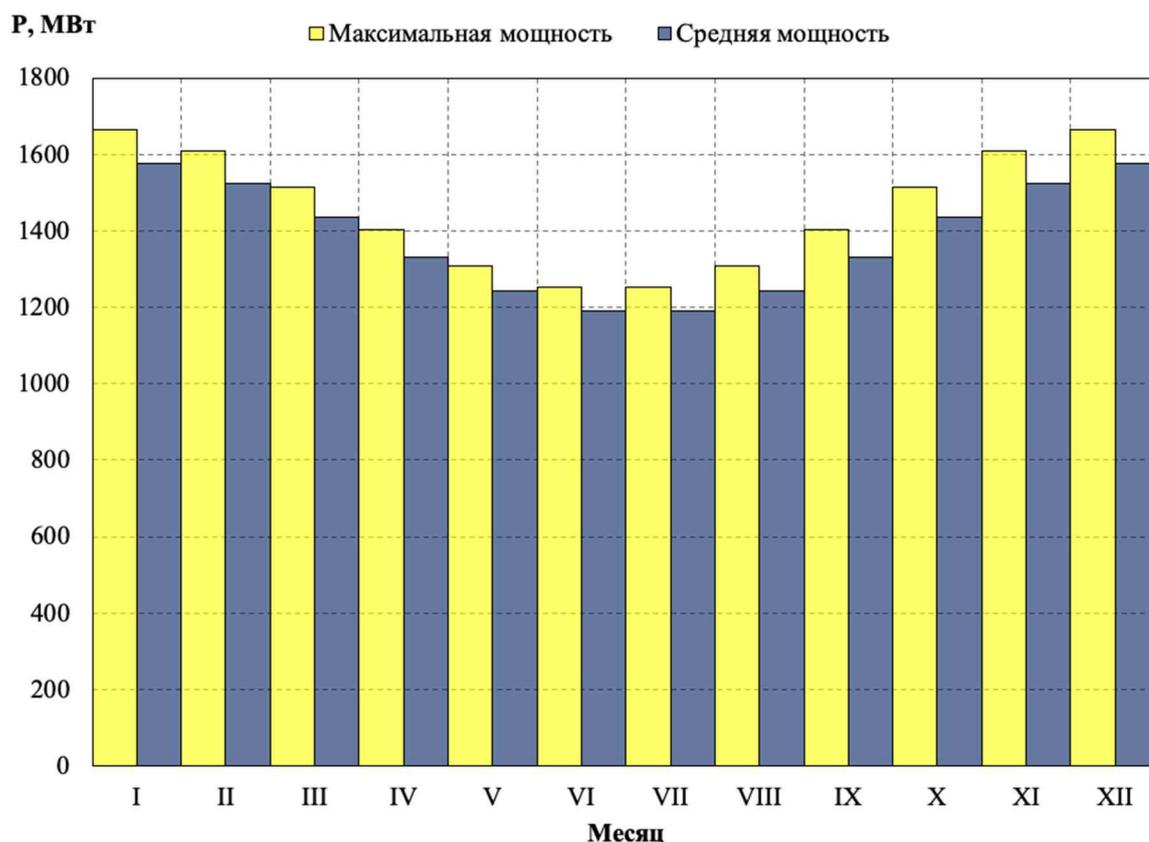


Рисунок Б.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Продолжение приложения Б

P, МВт

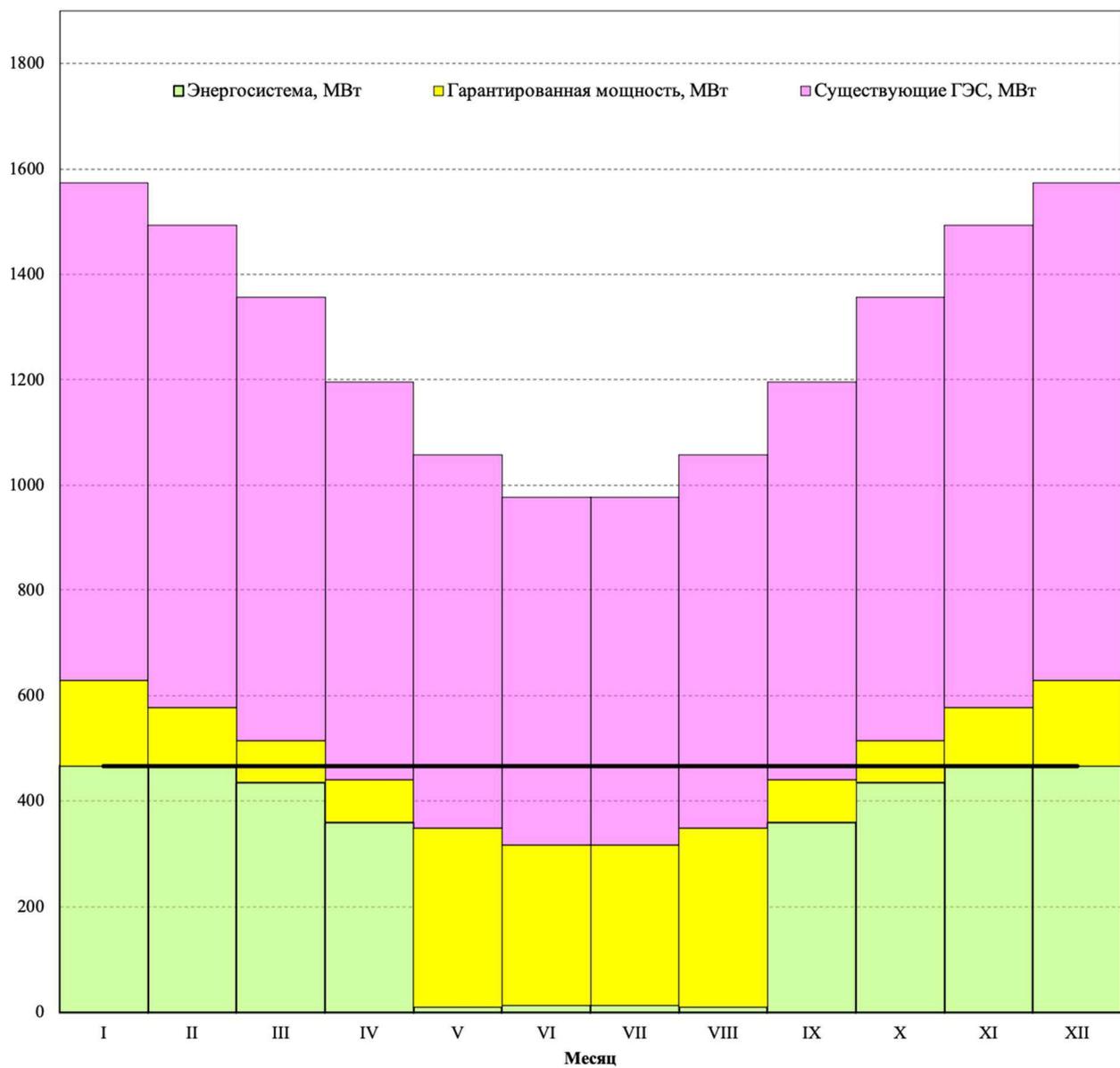


Рисунок Б.3 – Баланс энергии

Продолжение приложения Б

P, МВт

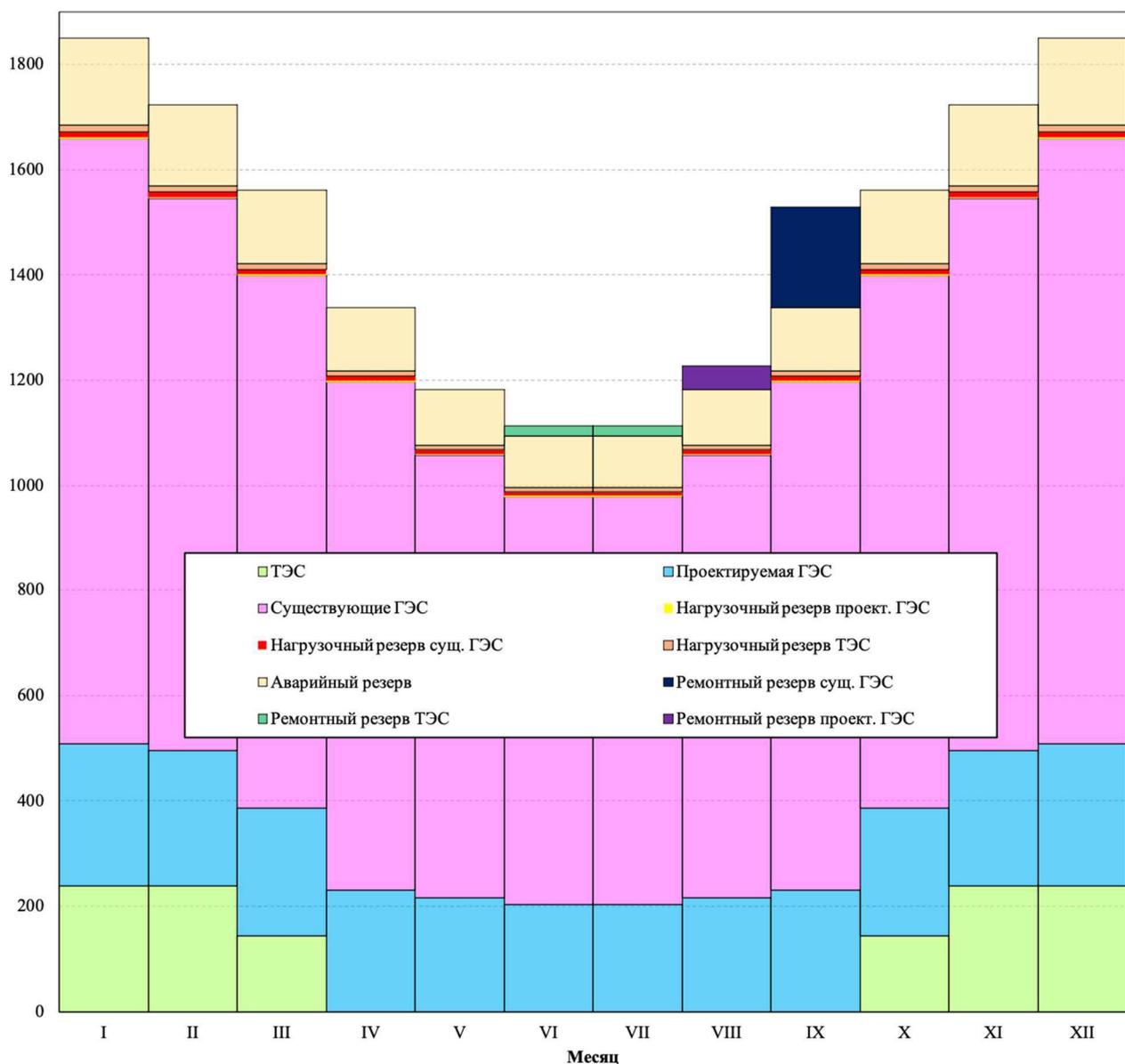


Рисунок Б.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения Б

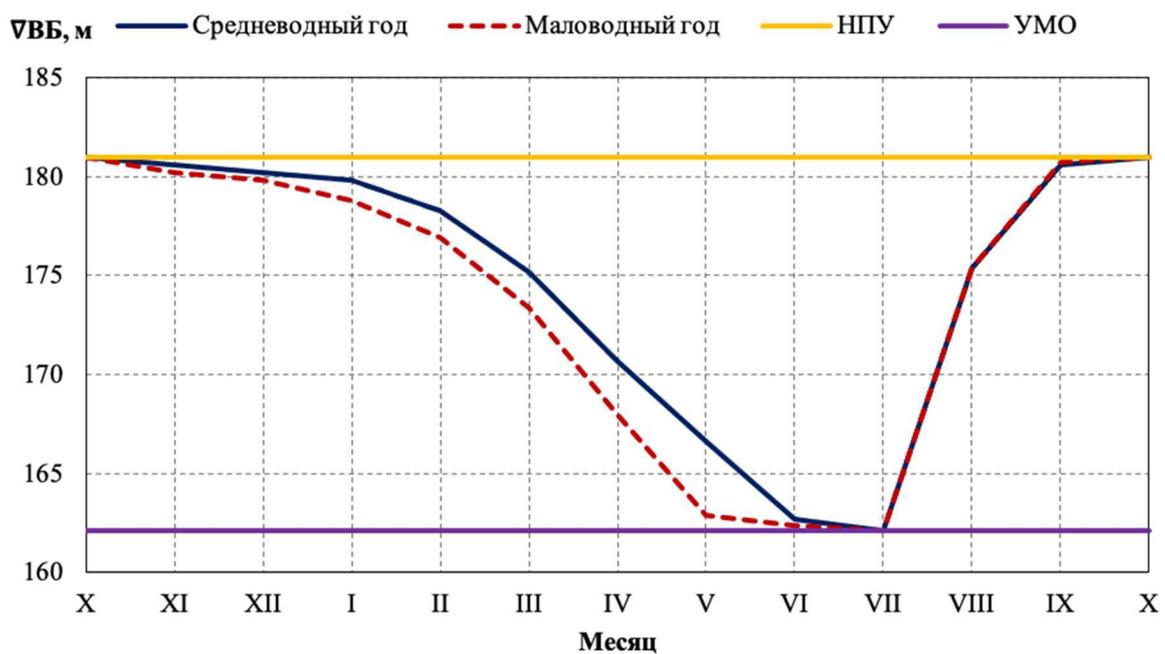


Рисунок Б.5 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном годах

Продолжение приложения Б

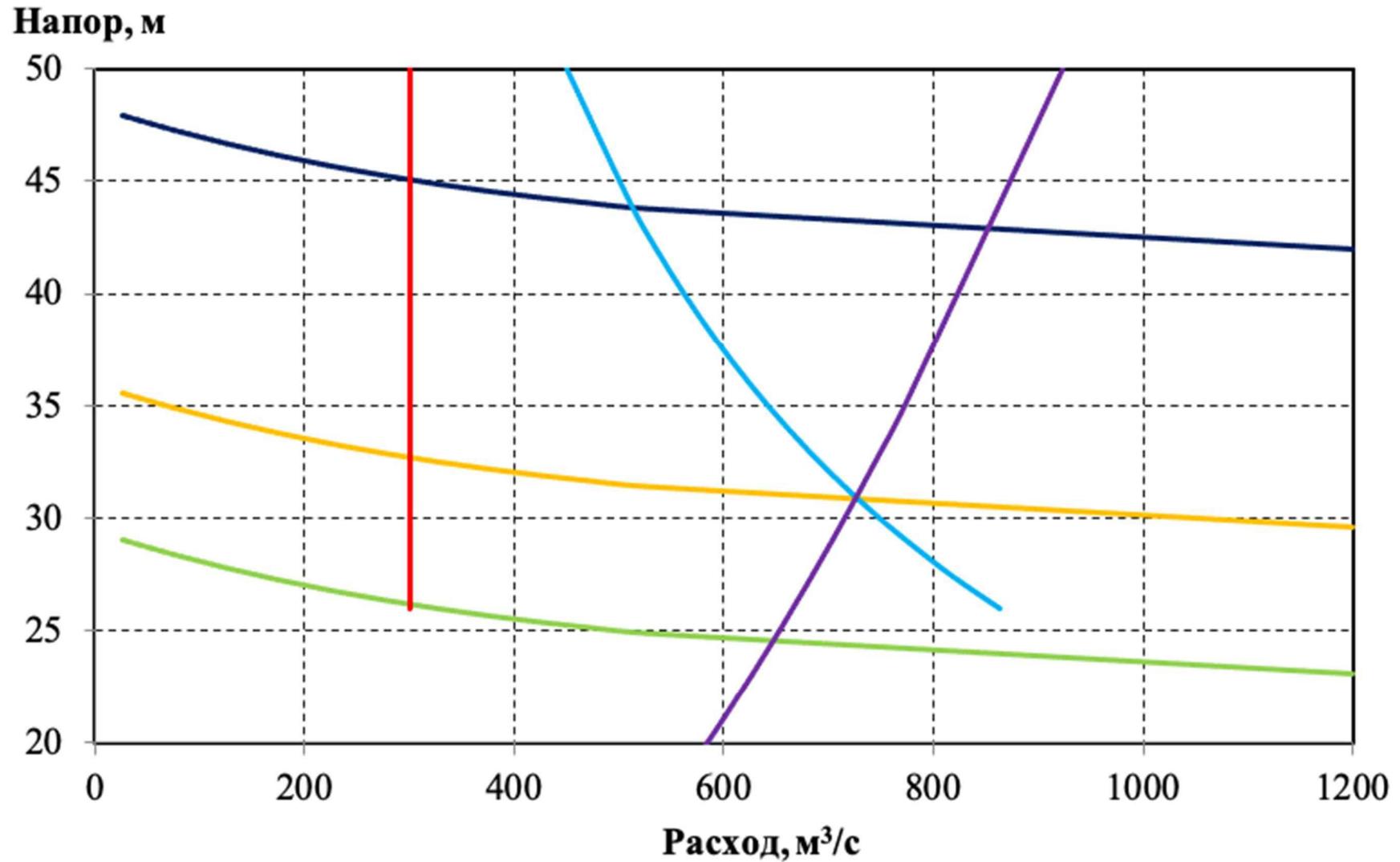


Рисунок Б.6 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Продолжение приложения Б

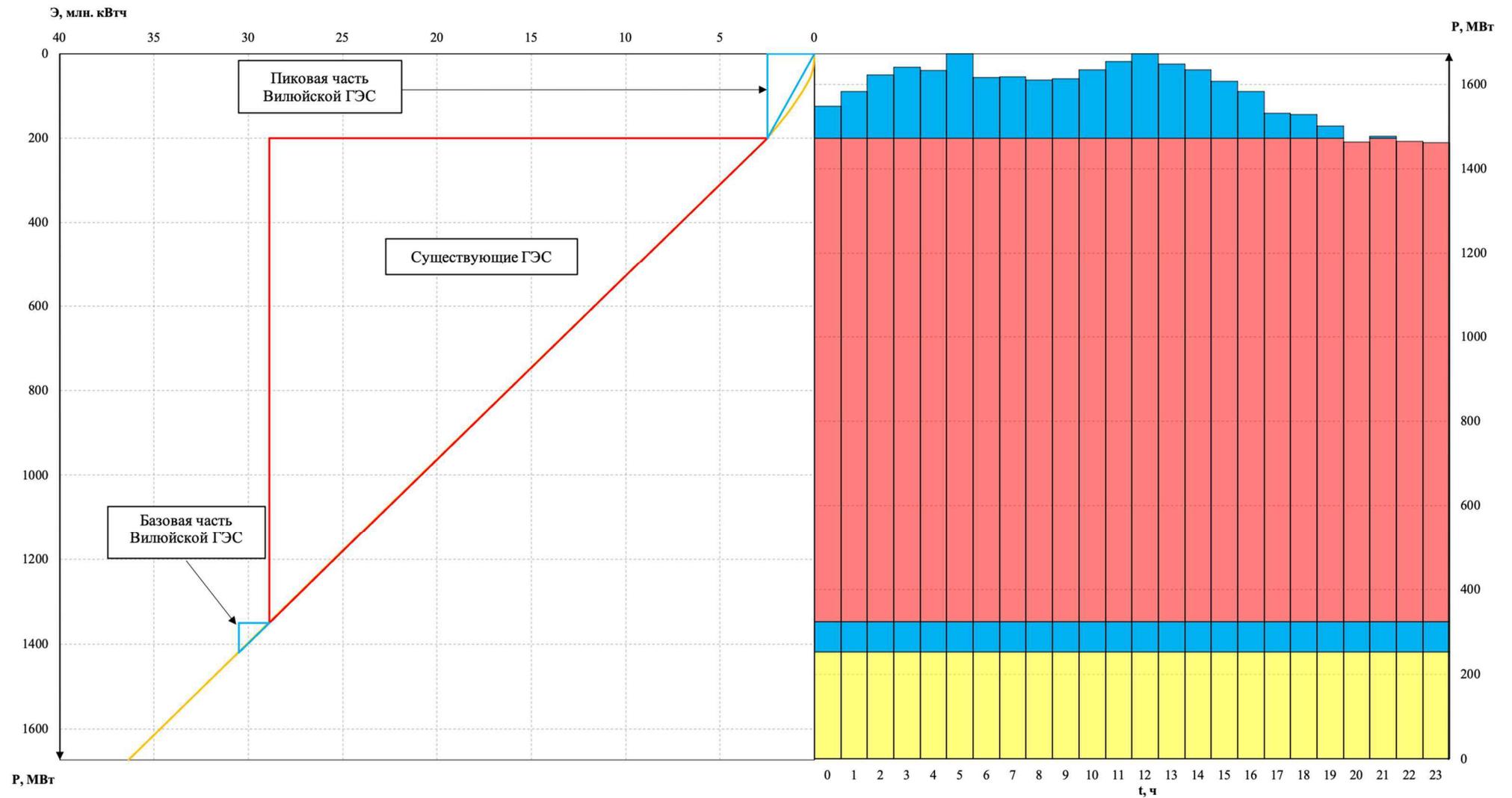


Рисунок Б.7 – Суточный график нагрузки декабря – января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

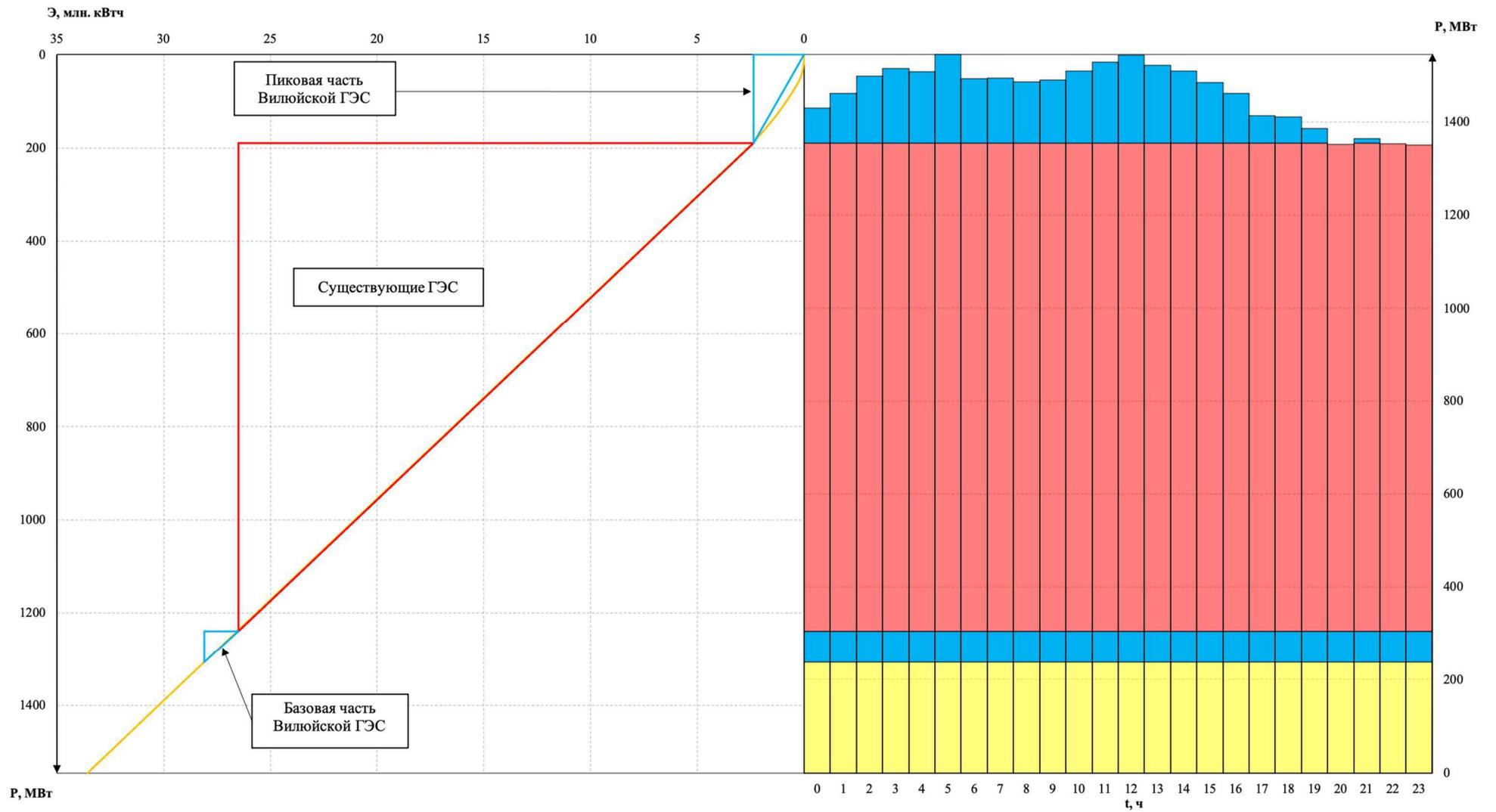


Рисунок Б.8 – Суточный график нагрузки ноября – февраля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

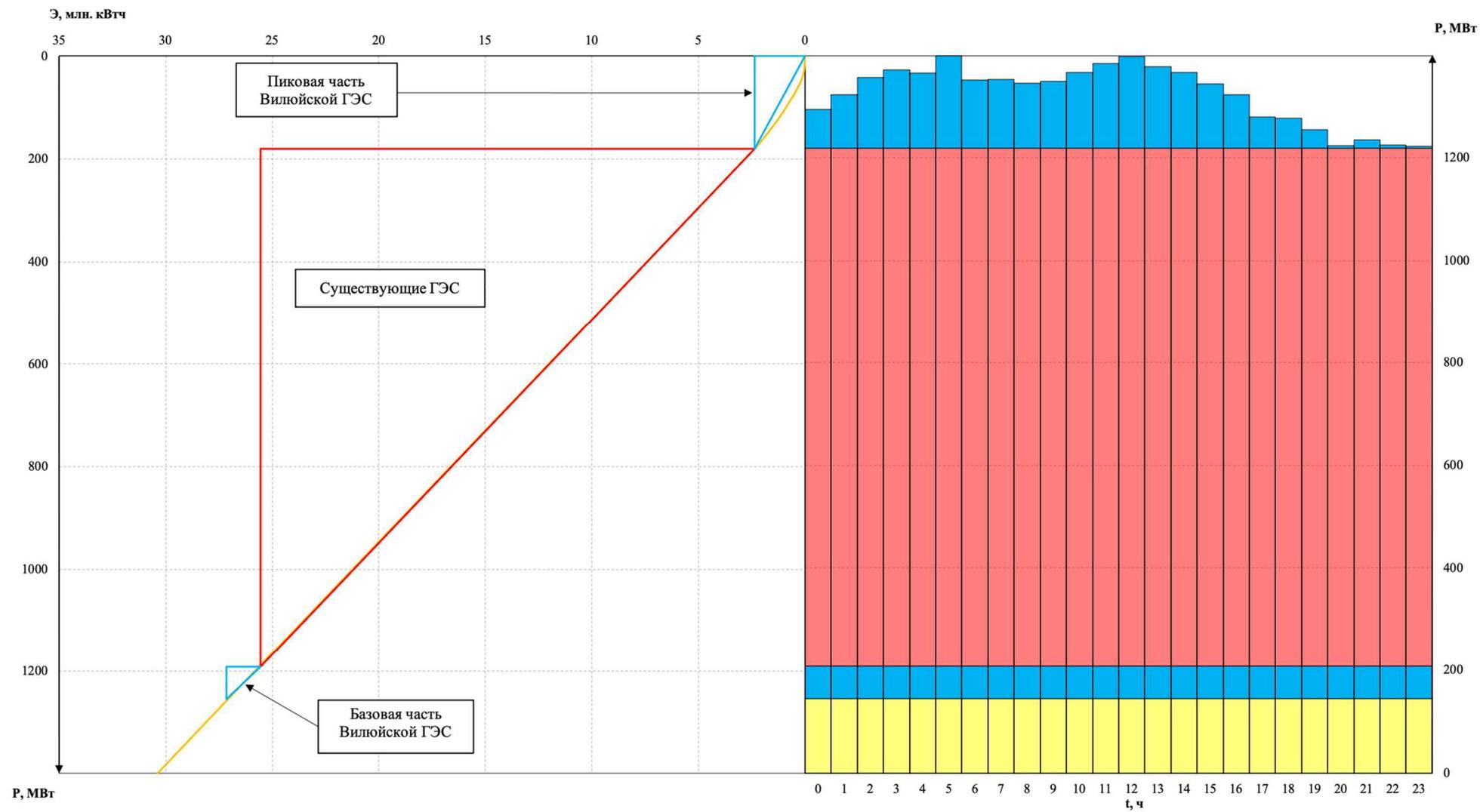


Рисунок Б.9 – Суточный график нагрузки октября – марта, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

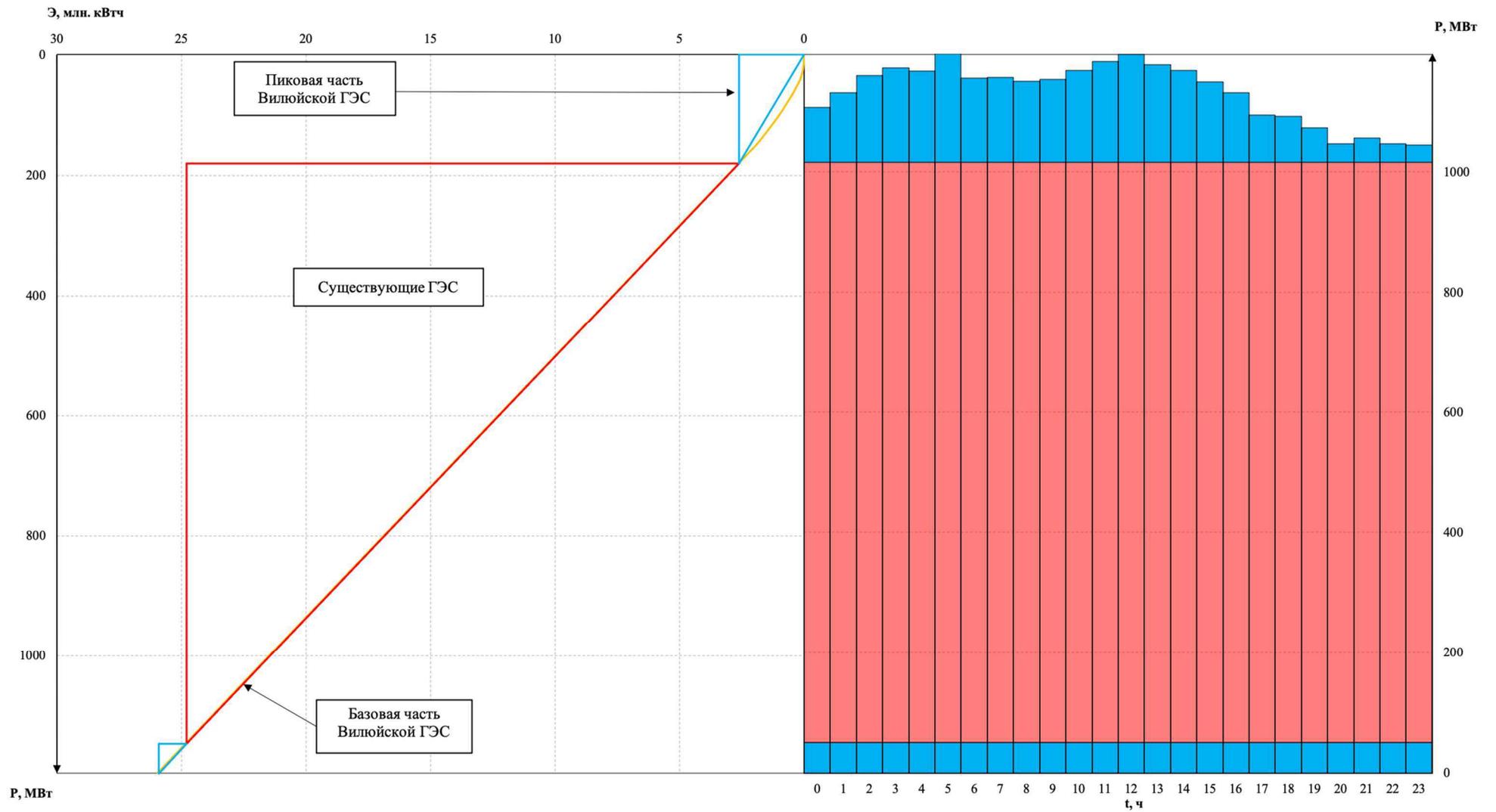


Рисунок Б.10 – Суточный график нагрузки сентября – апреля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

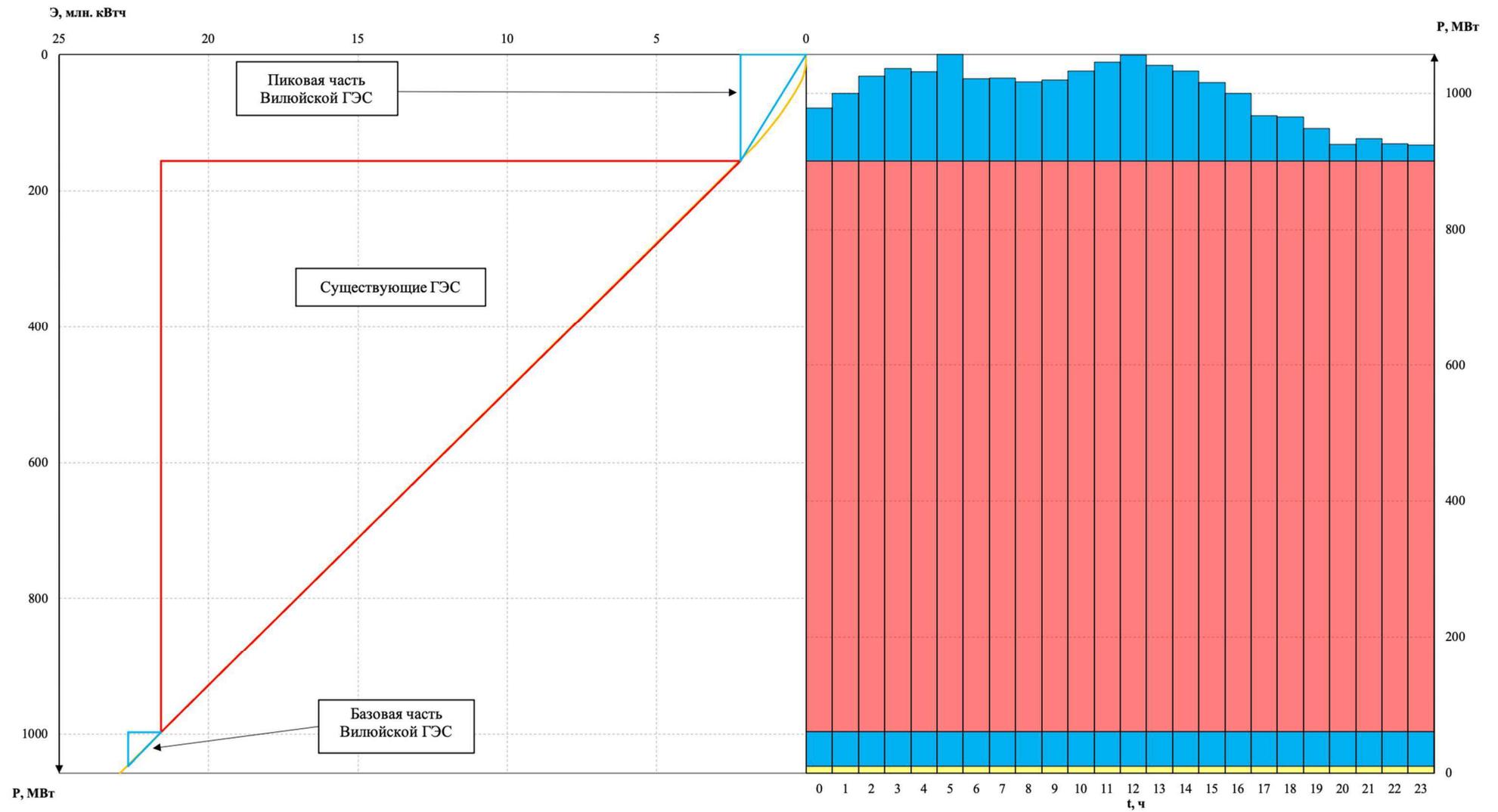


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки августа – мая, совмещённый с ИКН

Окончание приложения Б

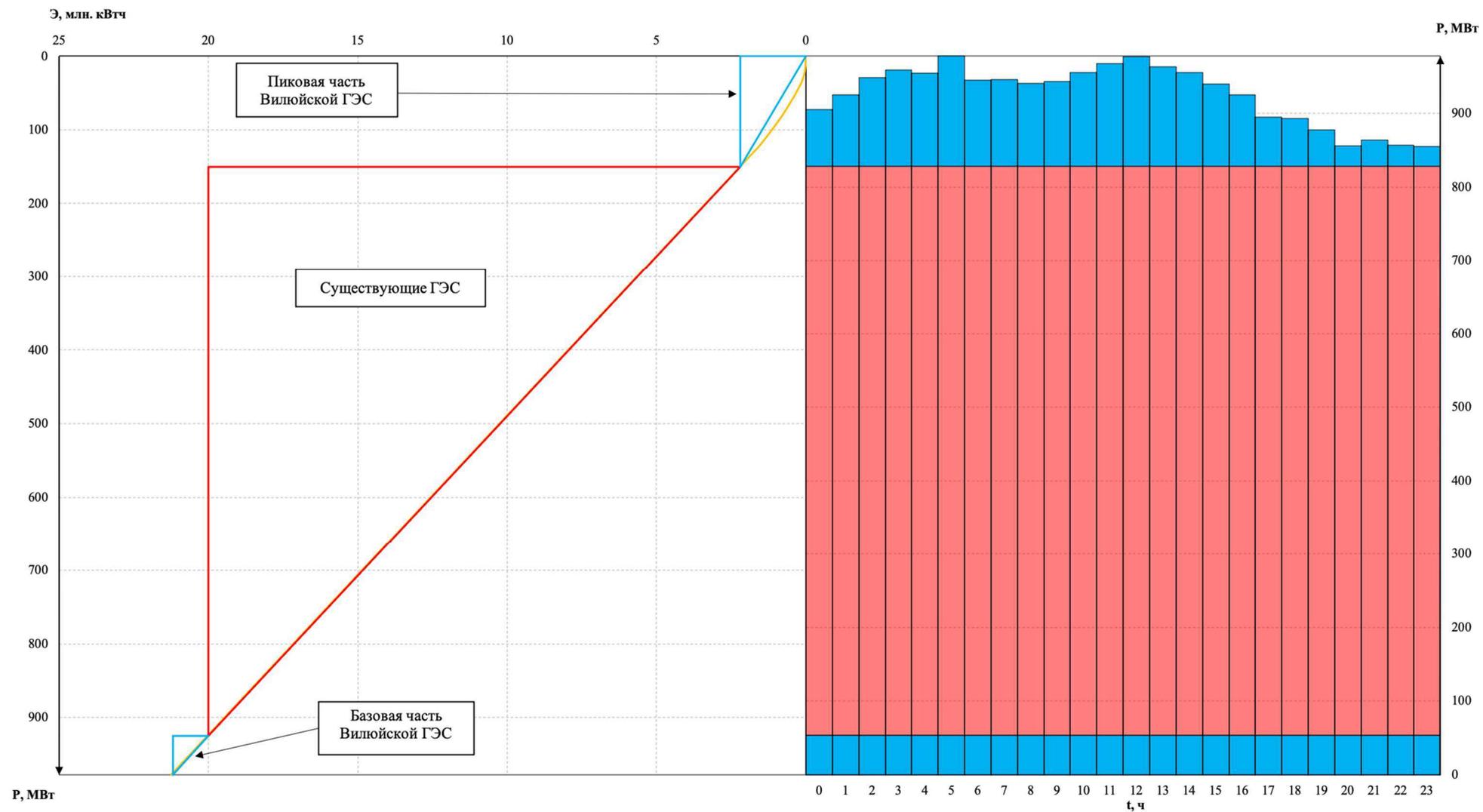


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки июня – июля, совмещённый с ИКН

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В
$H_{пред}, \text{м}$	50	50
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{opt}, \text{мин}^{-1}$	116	113
$Q'_{opt}, \text{л/с}$	1000	1100
$\eta_{m opt}$	0,916	0,910
$Q_{l max}, \text{л/с}$	1520	1705
$D'_{1м}, \text{м}$	0,460	0,350
$H_{мод}, \text{м}$	12	5
$t_{мод}, ^\circ\text{C}$	21	16
$\nu_{мод} \cdot 10^{-6}, \text{м}^2/\text{с}$	0,988	1,114

Таблица В.2 – Параметры гидротурбины ПЛ50-В

$D_1, \text{м}$	3,55	3,75	4	4,50	4,75	5,60
$\eta_T, \text{о. е.}$	0,924	0,925	0,925	0,927	0,927	0,928
$N'_{agr}, \text{МВт}$	32837,2	36661,7	41739,9	52888,3	58958,8	82075,2
$Z'_{agr}, \text{ШТ}$	9,2	8,3	7,3	5,7	5,1	3,7
$Z_{agr}, \text{ШТ}$	10	9	8	6	6	4
$N_{agr}, \text{МВт}$	30500	33889	38125	50833	50833	76250
$m(\Delta_1), \text{о. е.}$	1,041	1,042	1,042	1,043	1,044	1,046
$n'_c, \text{об/мин}$	191,56	181,39	170,11	151,29	143,37	121,70
$n_{свих}, \text{об/мин}$	200	187,5	166,7	150,00	150,00	125,00
$n'_i(H_{min}), \text{об/мин}$	100,31	99,31	94,15	95,26	100,52	98,68
$n'_i(H_{max}), \text{об/мин}$	121,11	119,90	113,67	115,00	121,36	119,14
$n'_i(H_{расч}), \text{об/мин}$	139,14	137,75	130,59	132,13	139,43	136,88
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	1,360	1,349	1,334	1,410	1,260	1,360
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,770	0,767	0,758	0,800	0,720	0,770

Таблица В.3 – Параметры гидротурбины ПЛД50-В

$D_1, \text{м}$	4,25	4,50	5,30	5,60
$\eta_T, \text{о. е.}$	0,909	0,910	0,912	0,912
$N'_{agr}, \text{МВт}$	52237,1	58604,5	81453,3	90994,0
$Z'_{agr}, \text{ШТ}$	5,8	5,2	3,7	3,3
$Z_{agr}, \text{ШТ}$	6	6	4	4
$N_{agr}, \text{МВт}$	50833,3	50833,3	76250,0	76250,0
$m(\Delta_1), \text{о. е.}$	1,055	1,056	1,058	1,059
$n'_c, \text{об/мин}$	156,883	148,219	125,970	119,260
$n_{свих}, \text{об/мин}$	150,000	150,000	125,000	125,000
$n'_i(H_{min}), \text{об/мин}$	89,491	94,722	92,877	98,1
$n'_i(H_{max}), \text{об/мин}$	108,042	114,358	112,130	118,4
$n'_i(H_{расч}), \text{об/мин}$	124,131	131,387	128,828	136,1
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	1,576	1,406	1,520	1,362
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,896	0,799	0,864	0,774

Продолжение приложения В

Таблица В.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Параметры	ПЛ50-В-475	ПЛД50-В-560
$H_{max} = 48,1$ м		
σ	0,165	0,190
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	124	185
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{ м}$	134,00	134,60
$H_s, \text{ м}$	0,74	0,24
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{ м}$	134,74	134,84
$H_{\text{расч}} = 33,0$ м		
σ	0,480	0,520
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	181	279
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{ м}$	134,60	135,50
$H_s, \text{ м}$	-6,99	-7,78
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{ м}$	127,61	127,72
$H_{min} = 25,0$ м		
σ	0,425	0,425
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	144	223
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{ м}$	134,20	134,80
$H_s, \text{ м}$	0,26	0,26
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{ м}$	134,46	135,06

Окончание приложения В

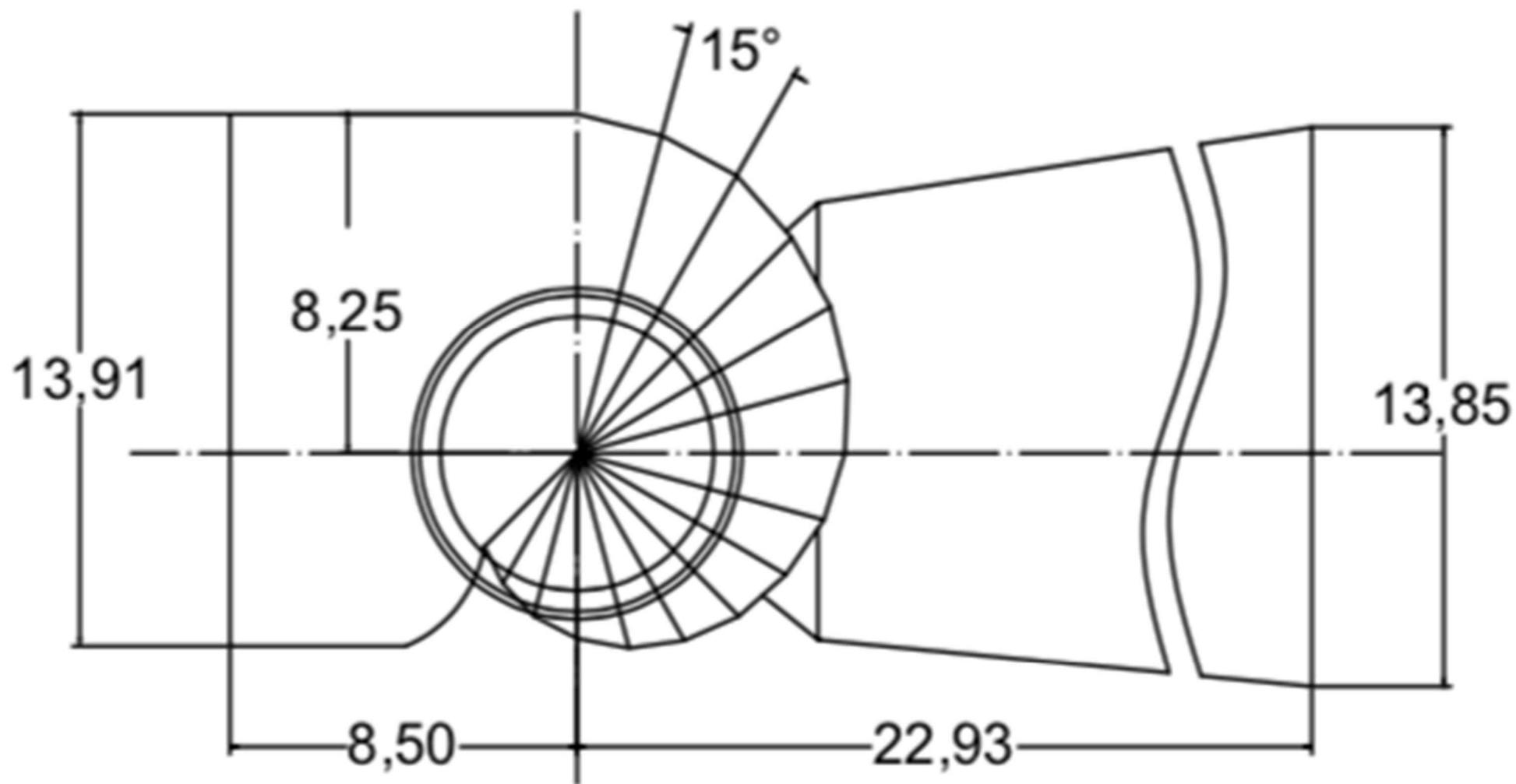


Рисунок В.1 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Электрическая часть

Таблица Г.1 – Паспортные данные гидрогенератора СВ-808/130-40 У4

Номинальная мощность		Номинальная мощность	$\cos \varphi_{\Gamma}$, о.е.	$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	Индуктивные сопротивления		
$S_{\Gamma \text{НОМ}}$, МВ·А	$S_{\Gamma \text{НОМ}}$, МВ·А				x''_d	x'_d	x_d
64,7	55,0	10,5	0,85	150	0,22	0,35	0,93

Таблица Г.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{Х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	10,5	280	60	0,23

Таблица Г.3 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-160000/220

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{Х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
160	242	10,5	11	660	130	0,088

Таблица Г.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-5500/15,75

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
5,5	15,75	6,3	5,0

Таблица Г.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-80000/220	27995
ТДЦ-160000/220	42000
ТСЗ-4000/10,5/6	1236
КРУЭ-220	9700

Таблица Г.6 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{\text{п.0}}$, кА	I_{γ} , кА
1ф	7	16,16	44,64
3ф	7	10,80	27,03
3ф	1	16,19	53,97

Таблица Г.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{НОМ}} = 10,5$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3,738$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 4,0$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 4000$ А
$I_{\text{п0}} = 16,20$ кА	$I_{\text{отк}} = 63$ кА	$i_{\text{элст}} = 125$ кА

Продолжение приложения Г

Окончание таблицы Г.7

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$i_y = 49,14 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 16,20^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 23,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 161^2 \cdot 3 = 46875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3738 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Таблица Г.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Таблица Г.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
-			-	$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Таблица Г.11 – Сводная таблица по выбору ячейки КРУЭ

Расчётные данные	Каталожные данные
	ЯГГ-220-50/3150
$U_{\text{сети.ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 320 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 0,15 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 0,36 \text{ кА}$	$i_{\text{т}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,25^2 \cdot (0,09 + 0,01) = 23,26 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.12 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,25
Для измерений	0,5

Продолжение приложения Г

Окончание таблицы Г.12

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для защиты	10р
Номинальное напряжение, кВ	
220	

Таблица Г.13 – Технические характеристики трансформатора напряжения

Параметры трансформаторов напряжения	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000
Номинальное напряжение, кВ	
220	

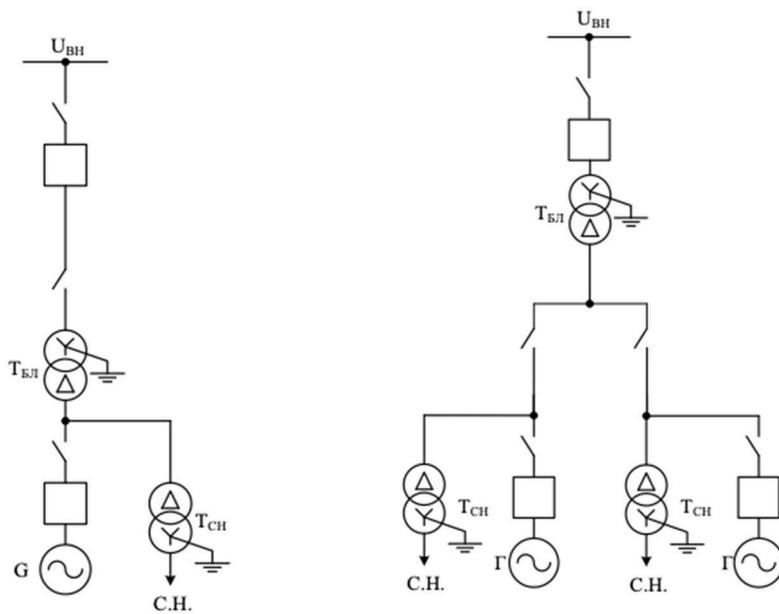


Рисунок Г.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

Продолжение приложения Г

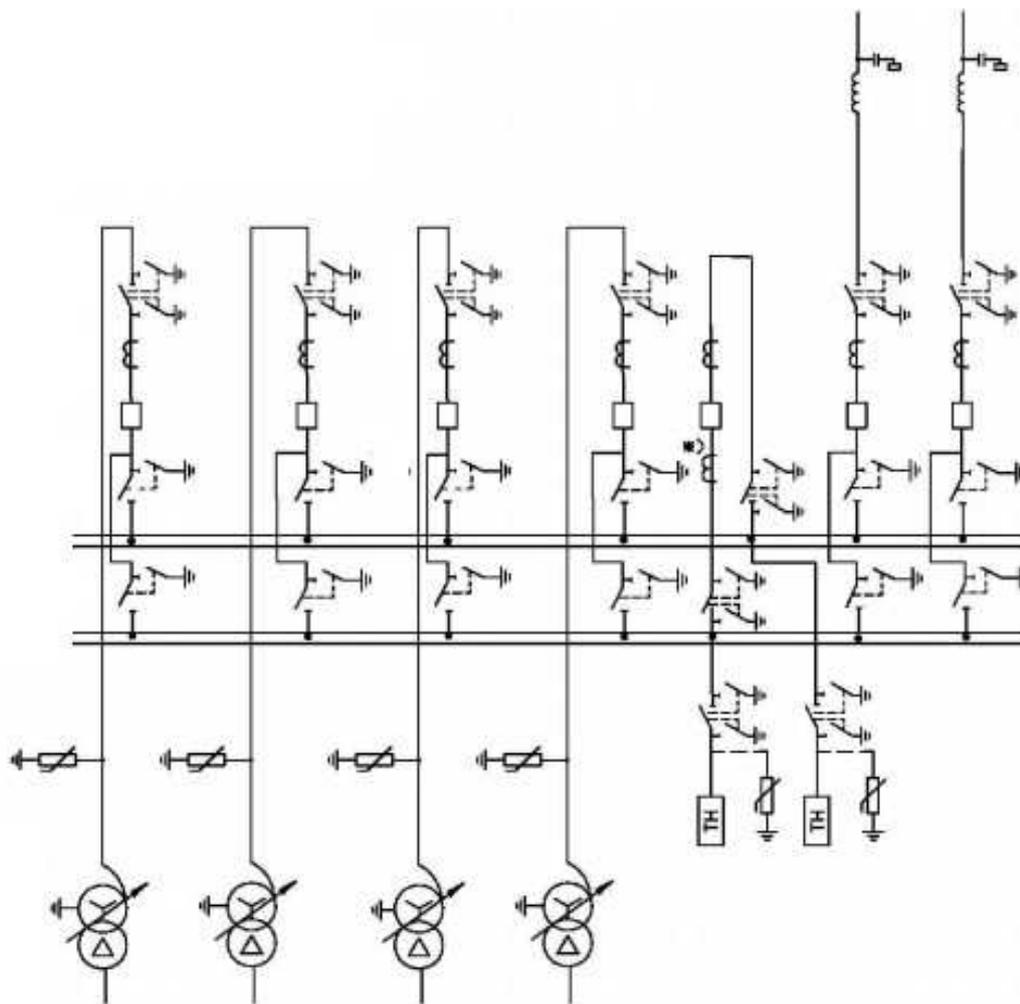


Рисунок Г.2 – Схема РУ ВН 220 кВ

RastrWin3 - <динамика.rst>

Файлы Расчеты Открыть Окна Помощь Стиль

16:03:16 03:12:2020

Узлы/Неом/МД x Ветви/Неом/МД x Генератор/Неом x Состав/Неом x

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		11				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		11				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Г3		11				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Г4		11				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Г5		11				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Г6		11				
7	<input type="checkbox"/>			y	7	Блок 1		11				
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Блок 2		11				
9	<input type="checkbox"/>			y	9	Блок 3		11				
10	<input type="checkbox"/>			y	10	Блок 4		11				
11	<input type="checkbox"/>			y	11	Блок 5		11				
12	<input type="checkbox"/>			y	12	Блок 6		11				
13	<input type="checkbox"/>			y	13	КРУЭ		230				
14	<input type="checkbox"/>			y	14	ЭЭС		230				

Рисунок Г.3 – Исходные данные по узлам

Окончание приложения Г

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_внц	Кт/ф	r0	x0	g0	b0	№ нс гр	№ нс	
1			Выкл		Выкл	1	7		Г1 - Блок 1														
2			Выкл		Выкл	2	8		Г2 - Блок 2														
3			Выкл		Выкл	3	9		Г3 - Блок 3														
4			Выкл		Выкл	4	10		Г4 - Блок 4														
5			Выкл		Выкл	5	11		Г5 - Блок 5														
6			Выкл		Выкл	6	12		Г6 - Блок 6														
7			Тр-р		Тр-р	7	13		Блок 1 - КРУЭ	1,28	76,86					0,045							
8			Тр-р		Тр-р	8	13		Блок 2 - КРУЭ	1,28	76,86					0,045							
9			Тр-р		Тр-р	9	13		Блок 3 - КРУЭ	1,28	76,86					0,045							
10			Тр-р		Тр-р	10	13		Блок 4 - КРУЭ	1,28	76,86					0,045							
11			Тр-р		Тр-р	11	13		Блок 5 - КРУЭ	1,28	76,86					0,045							
12			Тр-р		Тр-р	12	13		Блок 6 - КРУЭ	1,28	76,86					0,045							
13			ЛЭП		Выкл	13	14		КРУЭ - ЭЭС	11,25	40,45												

Рисунок Г.4 – Исходные данные по ветвям

	S	z0	N	Название	N_нач	r	x	r2	x2	r0	x0	E	Угол	yp.E	yp.Угол	It	d1:	l2	d12	l0	d10	l1a	d1a	l1b	d1b	l1c	d1c
1			Г1		1	0,027	0,375	0,027	0,375	0,027	0,375	10,500				0,078	-89,031					0,078	-89,031	-0,078	-29,031	0,078	30,969
2			Г2		2	0,027	0,375	0,027	0,375	0,027	0,375	10,500				0,078	-89,031					0,078	-89,031	-0,078	-29,031	0,078	30,969
3			Г3		3	0,027	0,375	0,027	0,375	0,027	0,375	10,500				0,078	-89,031					0,078	-89,031	-0,078	-29,031	0,078	30,969
4			Г4		4	0,027	0,375	0,027	0,375	0,027	0,375	10,500				0,078	-89,031					0,078	-89,031	-0,078	-29,031	0,078	30,969
5			Г5		5	0,027	0,375	0,027	0,375	0,027	0,375	10,500				0,078	-89,031					0,078	-89,031	-0,078	-29,031	0,078	30,969
6			Г6		6	0,027	0,375	0,027	0,375	0,027	0,375	10,500				0,078	-89,031					0,078	-89,031	-0,078	-29,031	0,078	30,969
7			Сек. транс.		14	50,260	352,567	50,260	352,567	50,260	352,567	230,000				0,336	-83,700					0,336	-83,700	-0,336	-33,700	0,336	36,291

Рисунок Г.5 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0	
1		1	1	ЗФ	1					16,1922	-85,89											

Рисунок Г.6 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на генераторе

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1		1	1	1Ф	13					5,3860	-88,86			5,3860	-88,86			5,3860	-88,86		

Рисунок Г.7 – Результат расчёта токов однофазного КЗ на РУ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	d1 1	r1	x1	I 2	d1 2	r2	x2	I 0	d1 0	r0	x0
1		1	1	ЗФ	13					10,7982	-88,87										

Рисунок Г.8 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на РУ

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица Д.1 – Паспортные данные генератора СВ-808/130-40 УХЛ4

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	64,7
	активная, МВт	55,0
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности, о. е.		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		150
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		6470
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1800
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		270
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	0,93
	переходное, о. е.	0,35
	сверхпереходное, о. е.	0,22
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,22
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,7

Таблица Д.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	80
Номинальное напряжение, кВ	242/10,5
Напряжение короткого замыкания, %	11
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

Таблица Д.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗ-4000/10,5
Мощность номинальная, кВ · А	4000
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания, %	9,0

Таблица Д.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности, I_2/I_n	ТСЗ-4000/10,5					
	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с), t_{CP}	20	55	80	125	220	500

Продолжение приложения Д

Таблица Д.5 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

Таблица Д.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Таблица Д.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, I_{CP0}	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	–
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,22 А
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	6,67 А
		I_{OTC}	$6 \cdot I_H$	24,79 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	U_{01G}	5 В
		t_2	U_{0G}	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,5	–
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$
Защита обратной последовательности и от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,1 \cdot I_H$
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$
		ОТС I	$I_{2ОТС}$	$0,22 \cdot I_H$

Продолжение приложения Д

Окончание таблицы Д.7

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,76 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,89 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	5,44 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,17	1,3 Ом
			Z_{CM1}	$0,17 \cdot Z_1$	0,22 Ом
		2 ступень	Z_2	0,27	3,5 Ом
			Z_{CM2}	$0,27 \cdot Z_2$	0,95 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{P СИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ,Р}$	3,99 А
		ПО	$I_{P ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ,Р}$	4,10 А
		ОТС	$I_{P ПУСК}$	$2,245 \cdot I_{НОМ,Р}$	8,17 А

Таблица Д.8 – Матрица отключений

Наименование	Обозначение	Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МПВ	Предупредительный сигнал	
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	+	+	+	+	-	-	-	
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_{02}	-	-	-	-	-	-	+	
	U_{06}	+	+	+	-	-	-	-	
	$U_{03<}$	+	+	+	-	-	-	-	
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 ступень	+	+	-	-	-	-	
		1 ступень	+	+	-	-	-	-	
Защита от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	-	-	-	-	-	+	
		ИО	+	+	-	-	-	-	
		ОТС	t_1	-	-	-	-	-	+
			t_2	-	-	-	-	+	-
t_3	+		+	-	-	-	-		
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	-	-	-	-	-	+	
		ИО	+	+	-	-	-	-	
		ОТС	t_1	-	-	-	-	-	+
			t_2	-	-	-	-	+	-
			t_3	+	+	-	-	-	-

Продолжение приложения Д

Окончание таблицы Д.8

Защиты				Действие						
Наименование	Обозначение			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	+	-	-	-	-
		2 ступень	t_1	-	-	-	-	-	+	-
			t_2	-	-	-	-	+	-	-
			t_3	+	+	-	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузок	I_p	СО		-	-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		ОТС		+	+	-	-	-	-	-

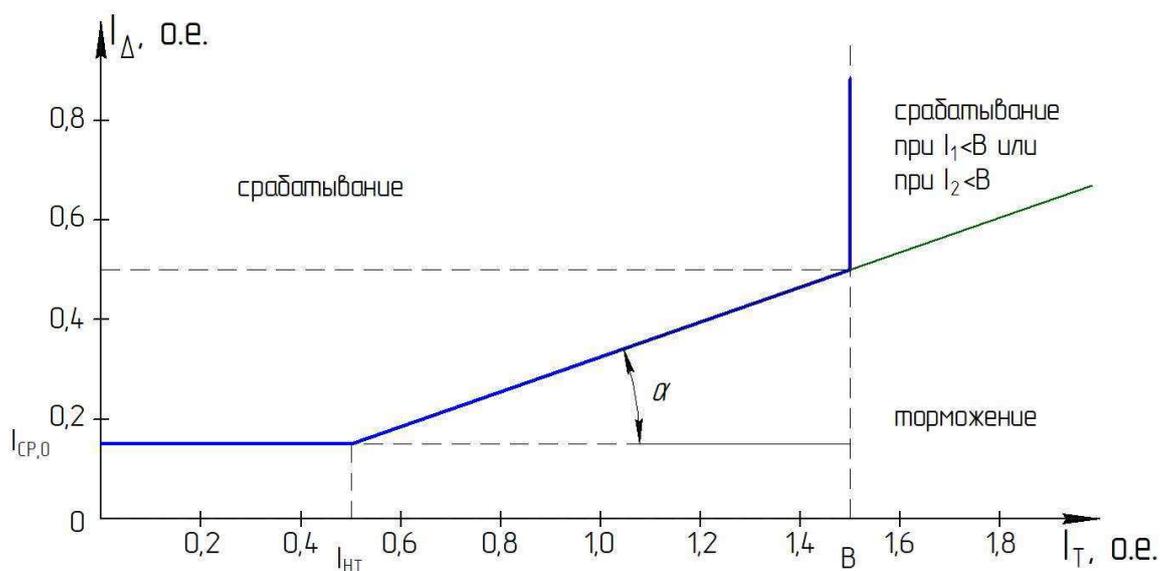


Рисунок Д.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Продолжение приложения Д

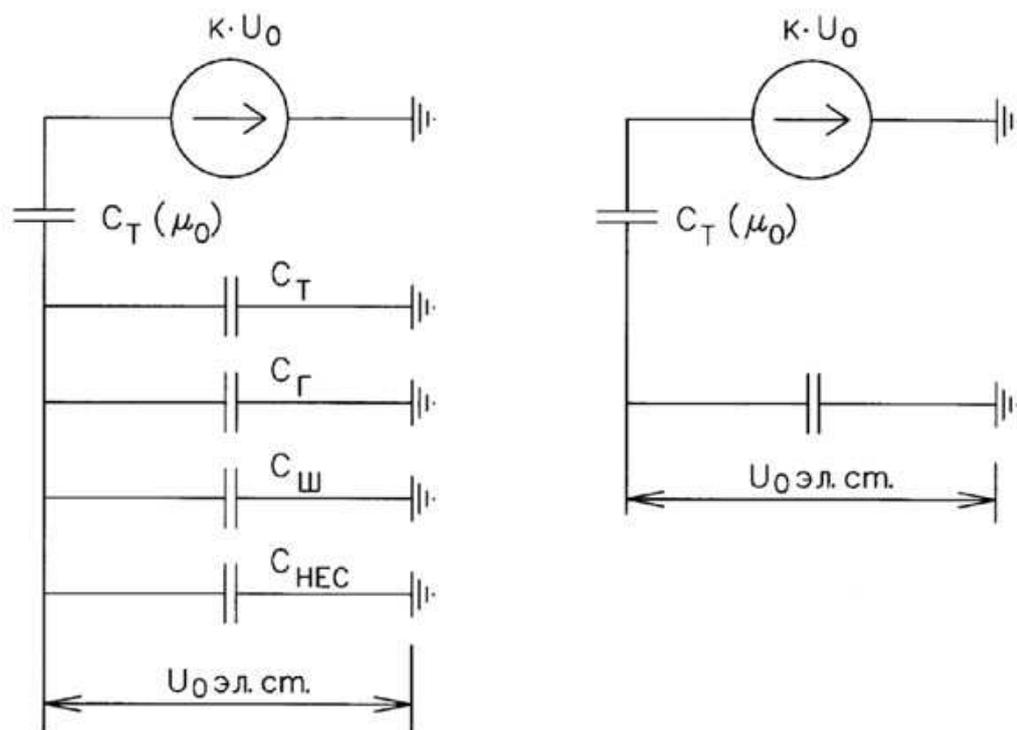


Рисунок Д.2 – Схема замещения для определения U_0 эл.ст.

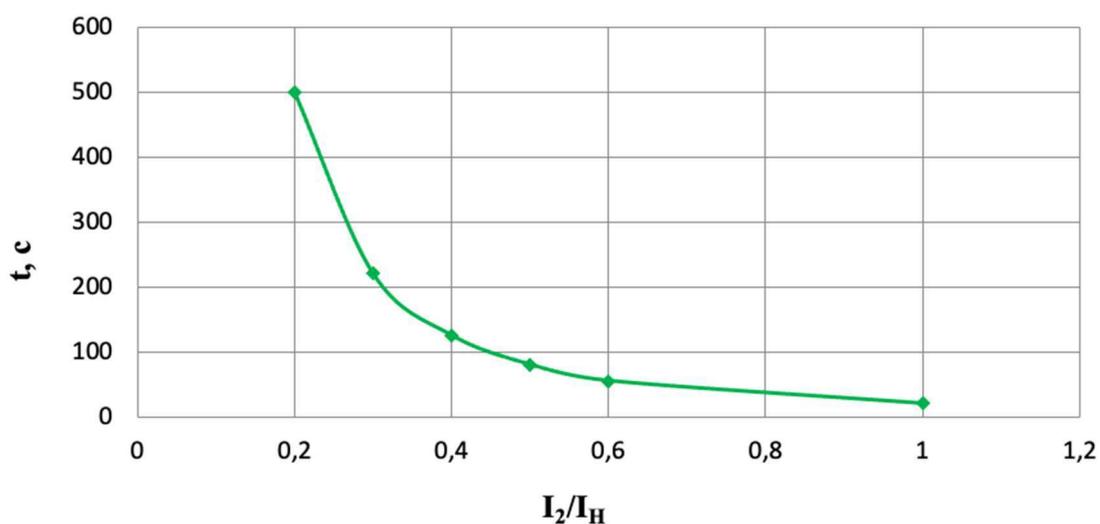


Рисунок Д.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Продолжение приложения Д

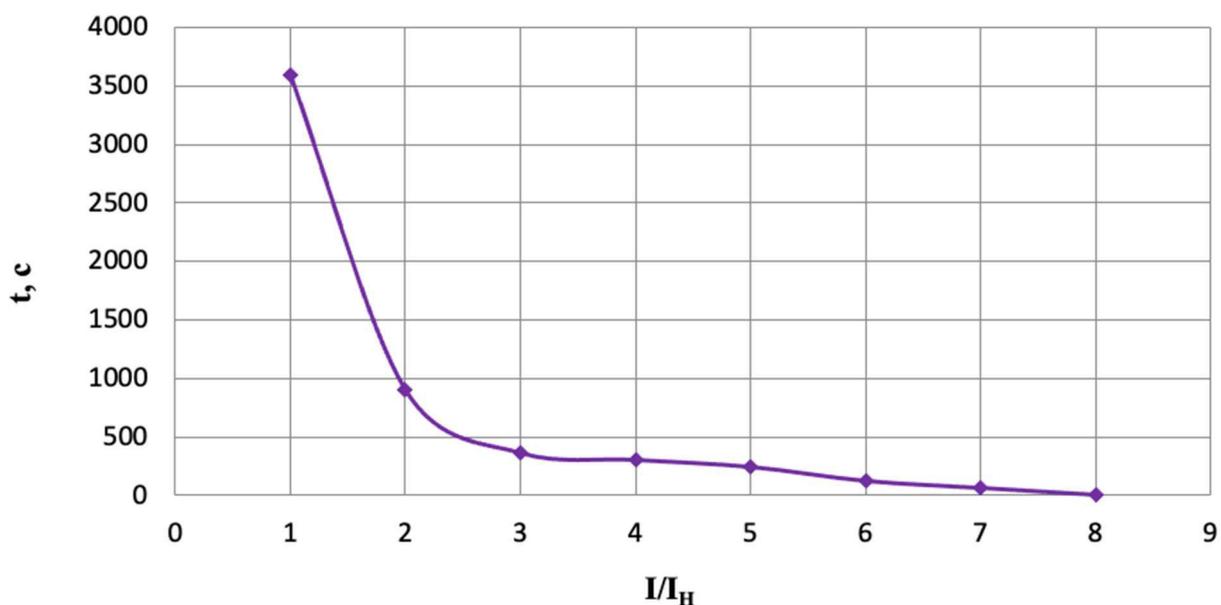


Рисунок Д.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

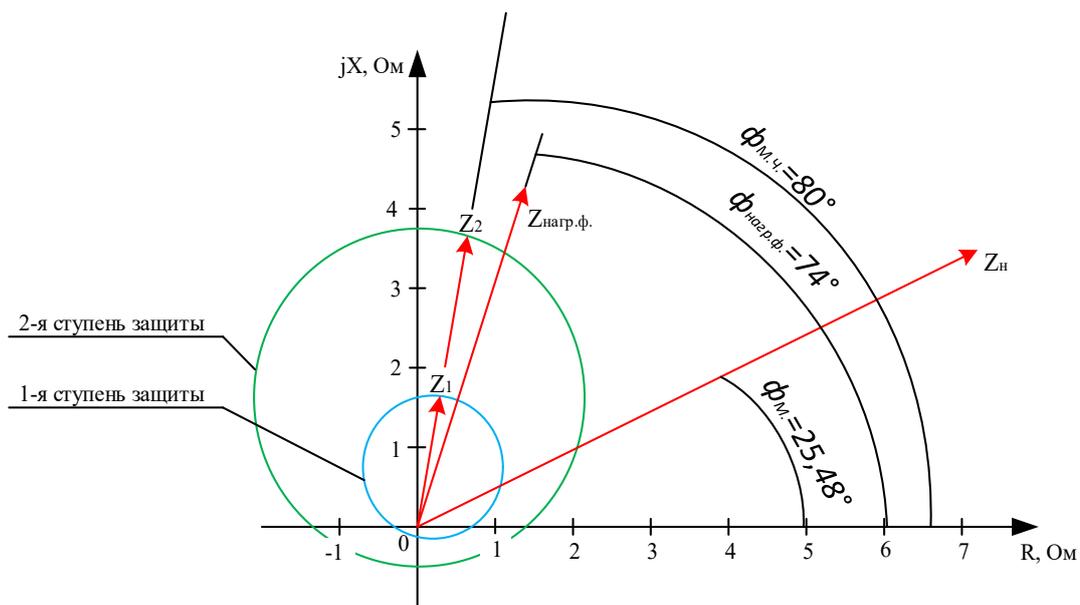


Рисунок Д.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Окончание приложения Д

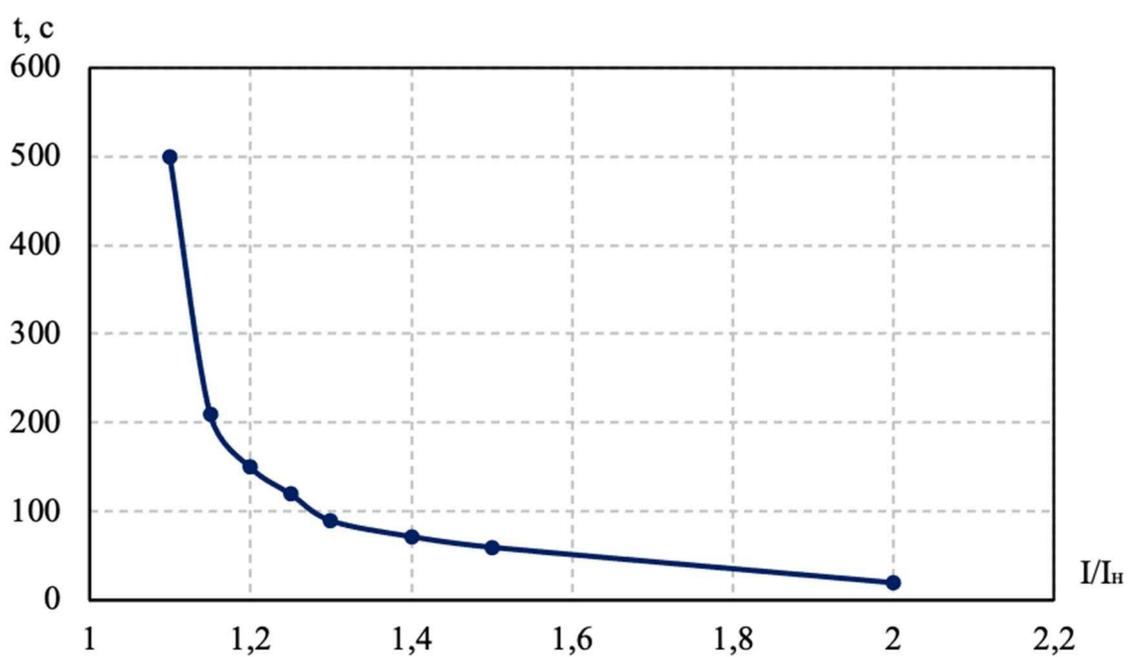


Рисунок Д.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Компоновка сооружения и гидроузла

Таблица Е.1 – Координаты для построения профиля

X^*	Y^*	X^*	Y^*
0,0	0,882	14,0	8,645
0,7	0,252	14,7	9,583
1,4	0,049	15,4	10,556
2,1	0	16,1	11,571
2,8	0,042	16,8	12,6
3,5	0,189	17,5	13,72
4,2	0,42	18,2	14,854
4,9	0,7	18,9	16,023
5,6	1,022	19,6	17,234
6,3	1,386	20,3	18,48
7,0	1,792	21,0	19,768
7,7	2,247	21,7	21,091
8,4	2,758	22,4	22,449
9,1	3,325	23,1	23,835
9,8	3,948	23,8	25,263
10,5	4,627	24,5	26,726
11,2	5,348	25,2	28,217
11,9	6,111	25,9	29,743
12,6	6,909	26,6	31,297
13,3	7,756	27,3	32,886

Таблица Е.4 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН · м
T_B	1,0	→	13519,41	17,50	236589,61
T_H	1,0	←	194,68	2,10	-408,83
G_6	0,95	↓	9272,97	8,02	-74413,70
$G_{пл}$	0,95	↓	19716,08	4,51	-88897,83
$W_{взв}$	1,0	↑	2271,26	0	0
W_ϕ	1,0	↑	2752,19	10,14	27894,55
E_H	1,2	→	11,77	3,27	38,48
$W_{волн}$	1,0	→	33,81	50,74	1715,59
q_3	0,9	↓	29,27	15,40	-450,80
-	-	$\Sigma \downarrow \uparrow$	23994,87	ΣM	102067,08

Таблица Е.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-199,48	-1106,36
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-515,03	-288,94
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	487,09
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-199,48	-61,80
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-515,025	-1333,50

Окончание приложения Е

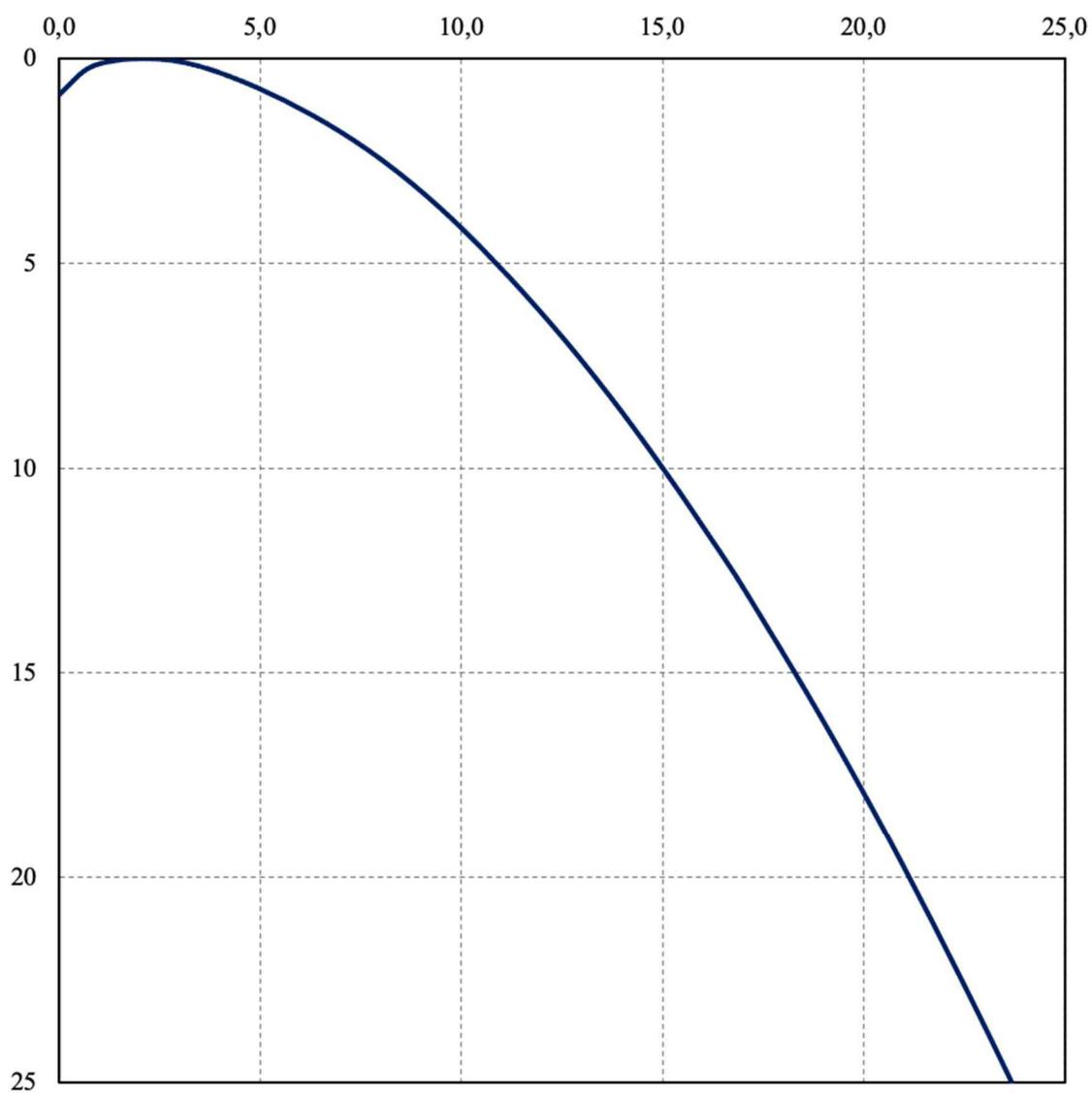


Рисунок Е.1 – Профиль А

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Технико-экономические показатели

Таблица Ж.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	330,00	330,00	330,00	330,00	330,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	6183,00	6183,00	6183,00	6183,00	6183,00
Выработка электроэнергии	МВт · ч	1700,3	1700,3	1700,3	1700,3	1700,3
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	1700,3	1700,3	1700,3	1700,3	1700,3
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	1683,3	1683,3	1683,3	1683,3	1683,3
Тариф на электроэнергию	руб./МВт · ч	1214,60	1259,52	1303,27	1345,80	1389,23
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	204,4	212,0	219,3	226,5	233,8
НДС к выручке	млн. руб.	31,2	32,3	33,4	34,5	35,6

Таблица Ж.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	84,20
Прочие	274,0	90,40
Итого по ГЭС	–	174,60

Таблица Ж.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)		
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25
От 100 до 399	0,060%	0,090%	0,140%

Таблица Ж.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	44,60
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	3,10
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	0,90
Итого	–	48,70

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	168,1	319,3	232,7	287,4	287,4
Расходы на страхование, млн.руб.	86,6	95,1	131,8	159,4	156,5
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	174,6	174,6	174,6	174,6	174,6
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	5,2	5,7	12,1	14,8	14,8
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7
Налог на воду, млн.руб.	12,5	13,6	13,6	13,6	13,6
Итого, млн.руб.	495,8	657,2	613,7	698,8	695,9

Таблица Ж.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2032	2033	2034	2035	2036
Налог на прибыль, млн.руб.	588,9	614,3	640,8	668,2	696,3
НДС, млн.руб.	700,8	773,3	798,2	824,2	850,6
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Налог на имущество, млн.руб.	415,1	407,8	400,5	393,3	386,1
Итого, млн.руб.	588,9	614,3	640,8	668,2	696,3

Таблица Ж.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	2980,2	3089,8	3196,7	3306,5	3412,3
Текущие расходы, млн.руб.	495,8	657,2	613,7	698,8	695,9
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	2966,5	3076,2	3183,0	3292,8	3398,6
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	2531,6	2466,9	2585,2	2573,6	2685,7
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	444,1	493,3	517,0	514,7	537,1
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2087,4	1973,5	2068,1	2058,8	2148,6
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Вилюйская ГЭС на реке Вилюй»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	137
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	1600,6
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,12
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,70
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,27
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	76009

Таблица Ж.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.руб.	17,3	16,7	442,3	523,6	560,0
В региональный бюджет, млн.руб.	5,3	35,3	156,8	205,9	234,4
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	22,7	52,0	599,1	729,5	794,4



Рисунок Ж.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Окончание приложения Ж



Рисунок В.2 – Укрупнённые этапы реализации проекта

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия. Нормы и требования

Таблица И.1 – Предельные частоты вращения ротора гидроагрегата

Частота вращения ротора ГА, об/мин	Допустимое значение вибрации, мм
60 и менее	0,18
150	0,16
300	0,12
428	0,10

Таблица И.2 – Размах вертикальной вибрации крышки турбины

Частота вибрации, Гц	Допустимый размах вибрации, мм
1 и менее	0,18
3	0,15
6	0,12
10	0,08

Таблица И.3 – Предельные температуры работы генератора

Наименование объекта	Сигнал	Значение, °С
Сердечник статора	Предупредительный «Аварийно высокий»	+120 °С
	Предупредительный «Высокий»	+115 °С
Обмотка статора	Предупредительный «Аварийно высокий»	+120 °С
	Предупредительный «Высокий»	+115 °С

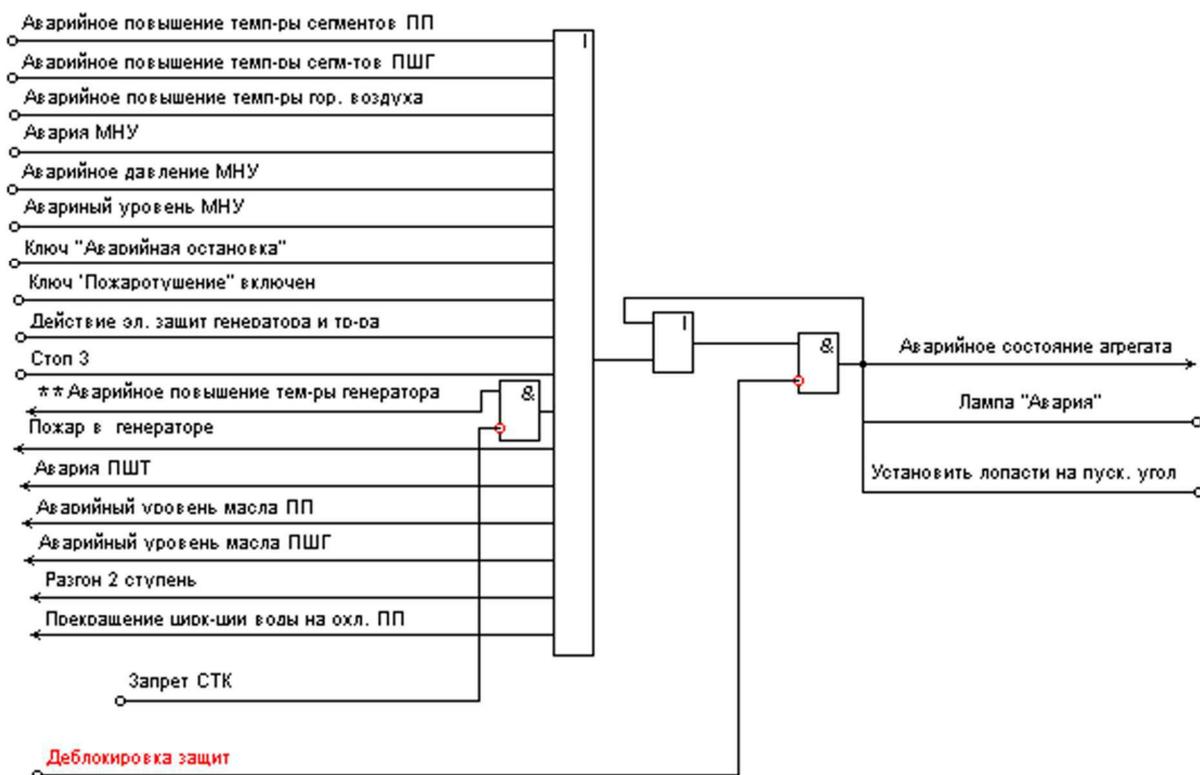


Рисунок И.1 – Аварийные и предупреждающие сигналы ГМЗ Светлинской ГЭС

Продолжение приложения И

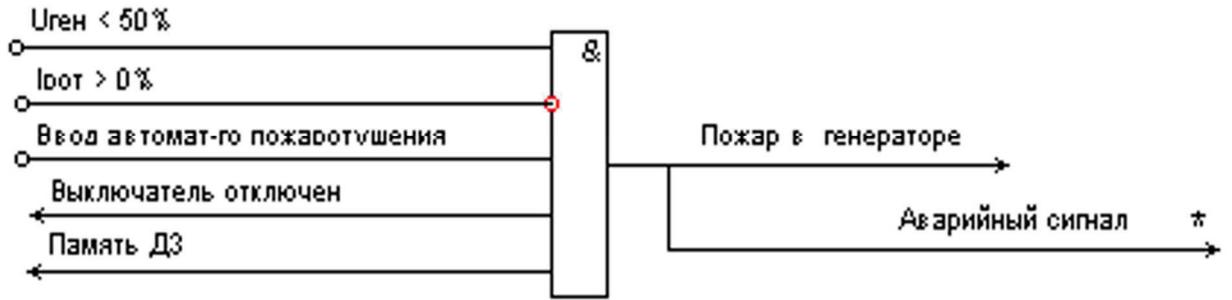


Рисунок И.2 – Схема блока G1, 2, 3

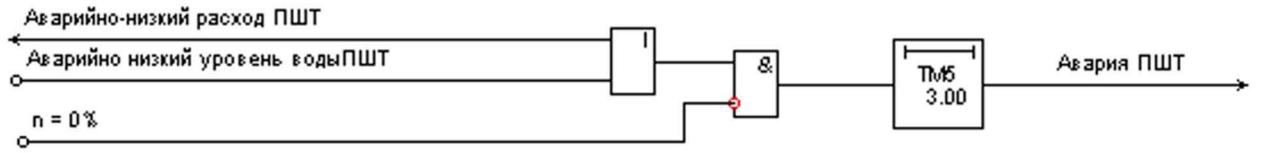


Рисунок И.3 – Схема «Авария ПШТ»

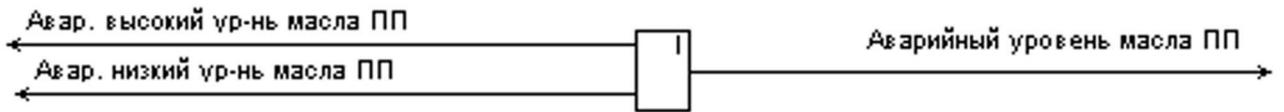


Рисунок И.4 – Схема контроллера ПТК АУГ

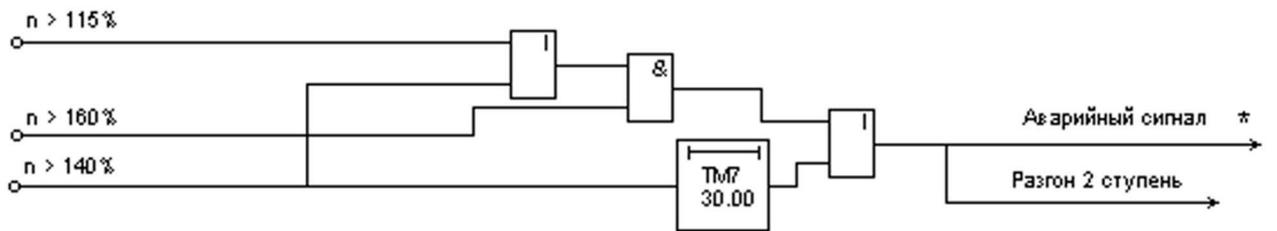


Рисунок И.5 – Схема «Разгон 2 ступени»



Рисунок И.6 – Схема датчика для циркуляции воды на охлаждение ПП

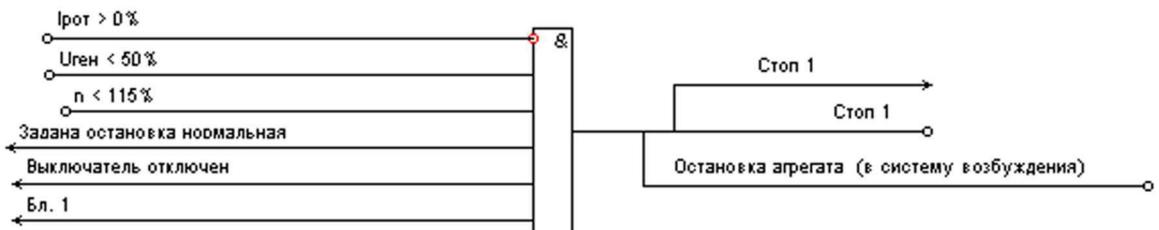


Рисунок И.7 – СТОП 1

Окончание приложения И

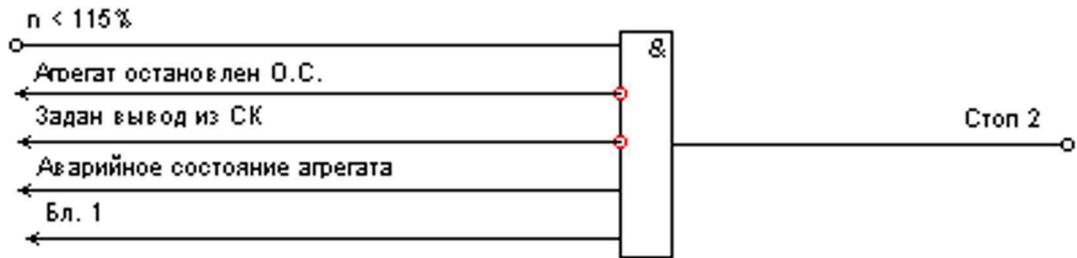


Рисунок И.8 – СТОП 2

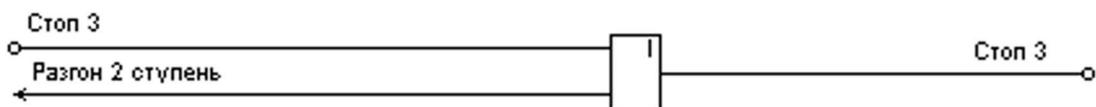


Рисунок И.9 – СТОП 3



Рисунок И.10 – Резервная защита 1 ступени



Рисунок И.11 – Резервная защита 2 ступени

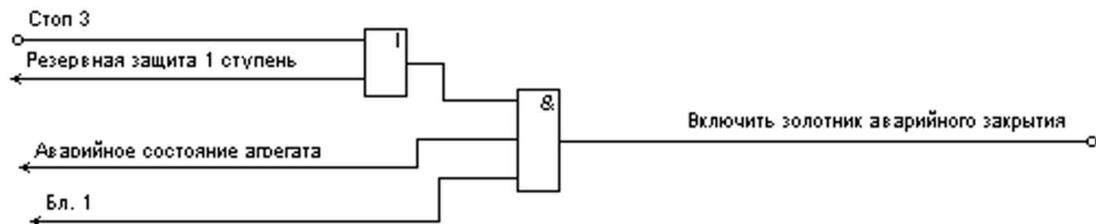


Рисунок И.12 – Выключение аварийного золотника

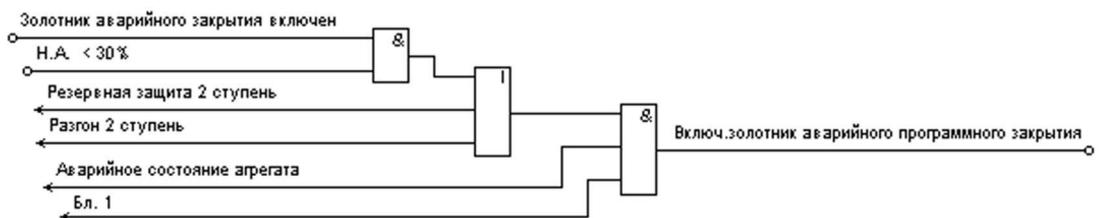


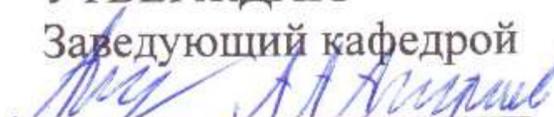
Рисунок И.13 – Закрытие направляющего аппарата

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал СФУ
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись. инициалы, фамилия

« 16 » июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИЛЮЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИЛЮЙ.
ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОАГРЕГАТА – ПРИНЦИП
ДЕЙСТВИЯ, НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ
тема

Руководитель  16.06
подпись, дата канд. техн. наук, и.о.
заведующий кафедрой ГГЭЭС
Саяно-Шушенского филиала СФУ должность А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник  17.06.22.
подпись, дата И.М. Шадрин
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Вилюйской ГЭС на реке Вилюй. Гидромеханические защиты гидроагрегата – принцип действия, нормы и требования».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зид 09.06.22 Э. У. Загеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Иван 10.06.22 А.В. Машинкин
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Аму 15.06.22 А. Машин
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Варта 14.06.22 М.С. Вармахин
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Д.Н. 06.22 Д.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.И. 15.06.22 В.И. Татаров
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И. 14.06.22 И.В. Лидерова
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Тру 14.06.22 Т.В. Меласова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Син 16.06.22 К.П. Синельников
подпись, дата инициалы, фамилия