

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
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 СЕЛЕМДЖАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕЛЕМДЖА.
КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ. ОСОБЕННОСТИ
ДЛЯ ВВОДОВ РП-ИЗОЛЯЦИИ
тема

Руководитель _____

канд. техн. наук,

доцент кафедры ГГЭЭС

Саяно-Шушенского филиала СФУ

Л.С. Мышкина

подпись, дата

должность

инициалы, фамилия

Выпускник _____

подпись, дата

Е.Я. Михайлов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Селемджанской ГЭС на реке Селемджа. Контроль изоляции высоковольтных вводов. Особенности для вводов RIP-изоляции».

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 Селемджанской 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	17
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	22
2.12 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	22
2.13 Построение режимного поля	22
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	24
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам.....	24
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	24
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	24
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	26
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	27
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры	28
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	30
3.5.1 Расчёт вала на прочность	30
3.5.2 Расчёт подшипника.....	31
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки	32
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	32
4 Электрическая часть	33

4.1	Выбор структурной схемы ГЭС	33
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	33
4.2.1	Выбор синхронных генераторов	33
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.....	33
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком.....	34
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд	35
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	35
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР	36
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	38
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов	38
4.6.1	Расчёт исходных данных	38
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	39
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	39
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	40
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	40
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	40
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	40
4.9	Выбор параметров КРУЭ	41
5	Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем.....	42
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	42
5.2	Перечень защит основного оборудования	42
5.3	Расчёт номинальных токов	43
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	44
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	44
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	46
5.4.3	Защита от повышения напряжения	48
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	48
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок.....	51
5.4.6	Дистанционная защита генератора	52
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	54
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	55
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	55
6	Компоновка сооружения и гидроузла.....	56
6.1	Назначение класса ГТС	56
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	56
6.2.1	Определение отметки гребня плотины.....	56
6.2.1.1	Грунтовая плотина.....	56
6.2.1.2	Бетонная плотина.....	58

6.2.2	Гидравлические расчёты	58
6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта	58
6.2.2.2	Определение отметки гребня водослива	60
6.2.2.3	Проверка пропуска поверочного расчётного расхода	61
6.2.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	62
6.2.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	62
6.2.2.6	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	63
6.2.3	Пропуск расходов через донные отверстия и глубинные водосбросы	65
6.3	Конструирование плотины	66
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	66
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	66
6.3.3	Быки	67
6.3.4	Устои.....	67
6.3.5	Дренаж тела бетонных плотин	67
6.3.6	Галереи в теле плотины.....	68
6.4	Основные элементы плотины.....	68
6.4.1	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины.....	68
6.4.1.1	Противофильтрационная завеса	68
6.4.1.2	Дренажные устройства в основании.....	69
6.5	Обоснование безопасности и надёжности бетонной плотины.....	69
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	69
6.5.1.1	Вес сооружения и затворов.....	69
6.5.1.2	Сила гидростатического давления воды	70
6.5.1.3	Равнодействующая взвешивающего давления	70
6.5.1.4	Сила фильтрационного давления	71
6.5.1.5	Давление грунта.....	71
6.5.1.6	Волновое давление	72
6.5.2	Оценка прочности плотины	73
6.5.3	Критерии прочности плотины и её основания.....	75
6.5.4	Обоснование устойчивости плотины.....	76
7	Мероприятия по охране окружающей среды.....	77
7.1	Общие сведения о районе строительства	77
7.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	78
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	79
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	81
7.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	82
8	Мероприятия по пожарной безопасности. Охрана труда	83
8.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	83
8.2	Пожарная безопасность.....	84
8.2	Охрана труда	85
9	Технико-экономические показатели.....	88

9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	88
9.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	88
9.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	88
9.1.3	Налоговые расходы	89
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	90
9.3	Анализ денежных потоков.....	90
9.4	Оценка инвестиционного проекта.....	90
9.4.1	Методология, исходные данные.....	91
9.4.2	Коммерческая эффективность.....	91
9.4.3	Бюджетная эффективность	92
10	Контроль изоляции высоковольтных вводов. Особенности для вводов RIP-изоляции.....	93
10.1	Общие сведения высоковольтного ввода.....	93
10.2	Конструкция вводов	93
10.2.1	Съёмные вводы	93
10.2.2	Герметичные вводы.....	93
10.2.3	Вводы типа BRIT	93
10.2.4	Вводы типа GSA и GSB	94
10.3	Внешняя изоляция вводов.....	95
10.3.1	Фарфоровая изоляция.....	95
10.3.2	Полимерная изоляция.....	96
10.4	Внутренняя изоляция	96
10.4.1	OIP-изоляция (бумажно-масляная).....	96
10.4.2	SF6-изоляция (элегазовая)	96
10.4.3	RIP-изоляция	97
10.5	Контроль изоляции высоковольтных вводов.....	98
10.5.1	Общие сведения	98
10.6	Виды устройств КИВ.....	98
10.6.1	КИВ-500.....	98
10.6.2	R1500.....	99
10.6.3	НКВВ	100
10.7	Особенности подключения, наладки и эксплуатации устройств КИВ-500 к вводам 500 кВ с RIP-изоляцией.....	100
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	103
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Общие сведения	107
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчёты	111
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование	132
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Электрическая часть	143
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем	149
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Компонировка сооружения и гидроузла	156
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Технико-экономические показатели	158

ПРИЛОЖЕНИЕ И. Контроль изоляции высоковольтных вводов. Особенности для вводов с RIP-изоляцией.....	162
--	-----

Сокращенный паспорт Селемджанской ГЭС

1. Наименование реки.....Селемджа.
2. Местонахождение ГЭС.....Амурская область.
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....707 м³/с;
 - б) всех турбин.....1005 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%.....7478 м³/с;
1,0%..... 5481 м³/с;
 - г) минимальный.....235 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка: НПУ.....611,00;
ФПУ..... 613,10;
УМО.....597,31;
 - в) объём: полный.....14,64 км³;
полезный.....8,39 км³.
6. Напор ГЭС:
 - а) максимальный.....45,9 м;
 - б) расчётный.....35,9 м;
 - в) минимальный.....29,9 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность.....309 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....1913,70 млн. кВт · ч;
 - в) число часов использования установленной мощности.....6173 час.
8. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная грунтовая плотина.....225,4 м/57,6 м;
 - б) станционная часть.....127,0 м/57,6 м;
 - в) левобережная глухая бетонная плотина.....45,0 м.
9. Водобросные сооружения:
 - а) тип..... способ отброшенной струи;
 - б) число и размер пролётов.....6 по 16 м;
 - в) общая длина.....156,0 м;
 - г) максимальная высота.....57,6 м.
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....приплотинный;
 - б) число агрегатов.....3;
 - 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-710;
 - б) тип генератора.....СВ-1160/135-60;

- в) полная мощность генератора.....128,7 МВ·А;
- г) активная мощность генератора.....103 МВт;
- д) частота вращения.....100 об./мин.;
- е) тип трансформаторов.....ТРДЦН-160000/220.

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....78 мес.;
- б) себестоимость.....0,15 руб./кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....79705 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.

Амурская область так же, как и другие регионы Российской Федерации на сегодняшний день интенсивно развивается. Энергосистема округа становится остродефицитной. Собственное производство электроэнергии в регионе составляет около 27% от общего потребления. Потребление электроэнергии в округе в течение дня активно меняется, поскольку основным потребителем электроэнергии является население, поэтому данной системе крайне необходим мощный и маневренный источник электроэнергии. Регион богат полезными ископаемыми, для добычи которых требуется большое количество электрической энергии.

Этот регион 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 Селемджанской ГЭС на реке Селемджа. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Селемджанской ГЭС.

1 Общие сведения

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Все факторы климатообразования: солнечная радиация, циркуляция атмосферы, географические факторы взаимодействуют, определяя особенности климата любой территории. Климат, прежде всего, характеризуют показатели температуры самого холодного и самого теплого месяцев. Одинаковые показатели разных мест объединяются изотермами. В январе изотермы с самыми низкими показателями приурочены к горным районам. На севере области средняя январская температура понижается до -40°C . В межгорных впадинах до -50°C .

К югу температуры повышаются. На юге проходят изотермы от -28° до -24°C . Зима в области суровая. На широте Благовещенска находится город Воронеж, где средняя температура января -9°C , а в Благовещенске январские температуры варьируют от -24° до -27°C . Бывают морозы до -44°C . Лето на юге области теплое. Здесь проходят изотермы от 18° до 21°C . Теплым бывает лето и в межгорных долинах севера, где летние температуры поднимаются до $16-17^{\circ}\text{C}$. В горных районах температура с высотой достигает 12°C . Средние абсолютные максимумы температуры на севере области могут достигать 38°C , а на юге до 42°C . Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм.

В районах, тяготеющих к Амуру и нижнему течению реки Зеи, осадков выпадает меньше. Так, в районе поселка Ерофей Павлович – до 500 мм, в Благовещенске – до 550 мм, а в районе Архары – до 600 мм. Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпадать до 70% годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков. Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъем уровня воды в реках.

1.1.2 Гидрологические данные

Вклад водного стока р. Селемджа составляет около 70% стока Зеи ниже их слияния. Питание реки в основном дождевое. Дальневосточный тип водного режима.

Весеннее половодье сменяется серией мощных летне-осенних паводков. Максимальный расход воды $11600\text{ м}^3/\text{с}$. В период паводков нередки наводнения. Минимальный сток в конце зимней межени. Наименьший расход воды не превышает $5\text{ м}^3/\text{с}$. На весенне-летний период приходится 89,7% годового водного

стока; на осенне-зимний – 10,3%. Река замерзает в начале ноября. Толщина льда может достигать 164 см. Разрушение ледяного покрова происходит в конце апреля – начале мая.

Средний расход в реке составляет 707 м³/с. Половодье продолжается с начала мая до конца сентября. Гидрологический ряд р. Селемджа с 1970 по 2019 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 Амурская область относится к группе регионов, которые имеют прогнозируемую сейсмическую интенсивность воздействий 8 – 9 баллов и ниже. При этом на территории республики могут происходить и более сильные землетрясения.

Створ для проектирования Селемджанской ГЭС на карте сейсмичности ОСР-2016-С расположен в 8-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 многолетнемёрзлых пород.

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

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

Река протекает большей частью через горные массивы, где мало продуктов выветривания. По этой причине рекой Селемджа выносятся немного твердого материала.

Тип грунта основания створа Селемджанской 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 Селемджанского гидроузла (ГУ) расположен в зоне ОДУ Востока, Амурское 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: Кривопорожская 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%: 2012 и 1997 годы. Затем вычислено значение расхода для 50% обеспеченности.

В данном случае, среднеполоводное значение для 50% обеспеченности 1431 м³/с – базовое значение. Маловодное базовое значение для 50% обеспеченности 161 м³/с.

Вычислены коэффициенты приведения для 2012 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 2012}} = \frac{1431}{1344} = 1,06. \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 2012}} = \frac{161}{222} = 0,72. \quad (2.3)$$

Аналогично вычислены коэффициенты приведения для 1997 года:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 1997}} = \frac{1431}{1332} = 1,07. \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М} 50\% \text{ базовое}}}{Q_{\text{М} 1997}} = \frac{161}{128} = 0,74. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1997 года, поэтому они выбраны и умножены на соответствующие расходы в половодье и межени, далее скорректированы значения этих коэффициентов так, чтобы среднегодовой

расход не изменялся. Так как среднегодовой расход увеличился после умножения расходов на коэффициенты приведения, то понижен повышающий коэффициент. Коэффициенты приведения после корректировки равны: $K_{\Pi} = 1,06$; $K_M = 0,74$. Результаты расчётов приведены в таблице Б.2.

Выбор расчётного маловодного года ($P = 90\%$). По значениям среднегодовых расходов 90% обеспеченности соответствует 2015 г.

Базовое значение по половодью для 90% обеспеченности равно $1088 \text{ м}^3/\text{с}$.

Базовое значение по межени для 90% обеспеченности равно $103 \text{ м}^3/\text{с}$.

Вычислены коэффициенты приведения по половодью для сравниваемых лет:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 90\% \text{ базовое}}}{Q_{\Pi 2015}} = \frac{1088}{1124} = 0,97. \quad (2.6)$$

$$K_M = \frac{Q_{M 90\% \text{ базовое}}}{Q_{M 2015}} = \frac{103}{145} = 0,71. \quad (2.7)$$

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.

Для наглядности в таблице Б.4 приведено сравнение расходов среднегодового и маловодного годов после корректировки, гидрографы представлены 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:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos \alpha, \quad (2.8)$$

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

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

$$a, b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{max}} \pm P_{\text{лето}}^{\text{max}}}{2}. \quad (2.9)$$

$$a, b = \frac{P'_{\text{зима}} \pm P'_{\text{лето}}}{2}. \quad (2.10)$$

$$\alpha = |30^\circ t - 15^\circ| \cdot \pi / 180^\circ. \quad (2.11)$$

Результаты вычислений представлены в таблице Б.7. По результатам вычислений построены годовые графики максимальной 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 Нижне-Бурейской ГЭС, данные по которой 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 Нижне-Бурейской ГЭС для января–декабря равна:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.год.}}}{365} \cdot 1,2. \quad (2.12)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{17600}{365} \cdot 1,2 = 5,490 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Для оставшихся месяцев среднесуточная выработка рассчитывается аналогичным образом. Эта выработка задаётся по оси энергий. По оси мощностей катет равен установленной мощности станций $N_{\text{уст}} = 320 \text{ МВт}$.

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

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}}}{24} \cdot 1000. \quad (2.13)$$

$$N_{\text{ср.сут.}}^{\text{январь}} = \frac{5,490}{24} \cdot 1000 = 229 \text{ МВт}.$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично. Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС приведены в таблице Б.8.

2.5 Определение типа регулирования ГЭС

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

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}}, \quad (2.14)$$

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 $V_{\text{полезный}} = 2,73 \text{ км}^3$.

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{\bar{W}} = \frac{V_{\text{полезный}}}{Q_{\text{ср.мнгл.}} \cdot t_{\text{с.год}}} = \frac{2,73 \cdot 10^9}{707 \cdot 31536000} = 0,12.$$

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:

$$H_{\text{ГЭС}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.15)$$

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:

$$N_{\text{быт.}} = k_N Q_{\text{пол.}}^{\text{быт.}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.16)$$

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.9.

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.

$$N_{\text{ВХК}} = k_N Q_{\text{ВХК}} H_{\text{ГЭС}}, \quad (2.17)$$

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

Полученные значения сведены в таблицу Б.10.

Далее для построения баланса энергии приведено сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку. Определена избыточная мощность: $N_{\text{изб.}} = 275$ МВт. Результаты приведены в таблице Б.11.

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:

$$Q_{\text{пол.быт.}} = Q_{\text{быт.}} - Q_{\text{шл.}} - Q_{\text{исп.}} - Q_{\text{фильт.}} - Q_{\text{лёд}}, \quad (2.18)$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{пол.быт.} + Q_{водохр.} - Q_{х.сб.} \quad (2.19)$$

$$Q_{НБ} = Q_{ГЭС} + Q_{х.сб.} + Q_{шл.} + Q_{фильт.} \quad (2.20)$$

$$\Delta V = \frac{Q_{водохр.} \cdot t_{с/мес.}}{10^9} \quad (2.21)$$

$$V_{кон.} = V_{нач.} - \Delta V \quad (2.22)$$

$$Z_{ВБ ср.} = \frac{Z_{ВБ}^{нач.} + Z_{ВБ}^{кон.}}{2} \quad (2.23)$$

$$H = Z_{ВБ ср.} - Z_{НБ} - \Delta h \quad (2.24)$$

$$N_{ГЭС} = k_N Q_{ГЭС} H \quad (2.25)$$

Первоначальный вариант сработки и наполнения водохранилища представлен в таблице Б.12, однако он 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.13.

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 пропуска в нижний бьеф. Это означает, что часть мощности гидроэлектростанция обязана отдавать в базовом режиме.

Рабочая мощность равна:

$$N_{раб.} = N_{баз.} + N_{пик.} \quad (2.26)$$

Расчёт базовой мощности производится по формуле:

$$N_{баз.} = k_N Q_{с.п.} H, \quad (2.27)$$

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

H – напор в данном месяце;

k_N – коэффициент мощности.

Соответствующая базовой мощности, суточная выработка рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.}} = N_{\text{баз.}} \cdot 24. \quad (2.28)$$

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:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.}} = N_{\text{гар.}} \cdot 24. \quad (2.29)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.}} = \mathcal{E}_{\text{гар.}} - \mathcal{E}_{\text{баз.}} \quad (2.30)$$

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.14, 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:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{дубл.}}^{\text{ГЭС}}. \quad (2.31)$$

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:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.32)$$

Нагрузочный резерв необходимый энергосистеме в целом для января:

$$P_{нагр.ЭС} = P_{maxЭС} \cdot 0,01 = 1470 \cdot 0,01 = 15 \text{ МВт}. \quad (2.33)$$

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

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

$$P_{нагр.сущ.ГЭС} = 3 \text{ МВт}.$$

Оставшаяся часть резерва распределена на ТЭС:

$$P_{нагр.сущ.ТЭС} = 8 \text{ МВт}.$$

Аварийный резерв для января:

$$P_{авар.ЭС} = P_{maxЭС} \cdot 0,1 = 1470 \cdot 0,1 = 147 \text{ МВт}. \quad (2.34)$$

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:

$$F_{рем.сущ.ГЭС} = \frac{N_{раб.сущ.ГЭС}^I}{6} = \frac{303}{6} = 51 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.35)$$

$$F_{рем.проект.ГЭС} = \frac{N_{раб.проект.ГЭС}^I}{6} = \frac{307}{6} = 51 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.36)$$

$$F_{рем.ТЭС} = \frac{N_{раб.ТЭС}^I}{6} = \frac{860}{6} = 143 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес.}}{\text{год}}. \quad (2.37)$$

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

После расчёта резервов необходимо определена установленная мощность проектируемой станции:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 307 + 3 = 310 \text{ МВт}.$$

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.15, 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;
- 2) работа ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года.

При работе ГЭС с мощностями, принятыми в маловодном году выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 1913,70$ млн. кВт · ч. При работе ГЭС по отметкам сработки расчётного маловодного года годовая выработка электроэнергии составила $\mathcal{E} = 1912,80$ млн. кВт · ч.

По этим двум вариантам рассчитывается выработка электроэнергии ГЭС и выбирается вариант, обеспечивающий большую выработку. Наибольшую выработку обеспечивает вариант работы ГЭС по отметкам, принятым в маловодном году ($\mathcal{E} = 1913,70$ млн. кВт · ч).

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.

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = z_{\text{вб}}(V_{\text{сраб}}) - z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) - \Delta h. \quad (2.38)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{\text{уст,расч}} = k_N \cdot H_{\text{ГЭС}} \cdot Q_{\text{ГЭС}}. \quad (2.39)$$

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (2.40)$$

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

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан п-к} = 235 \text{ м}^3/\text{с}$.

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.16.

Из режимного поля определено:

- максимальный напор $H_{max} = 45,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

- расчётный напор $H_{расч} = 35,9$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчётной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{min} = 29,9$ 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:

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

где Q'_{Ip} – 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.

Турбина ПЛ50-В. Для варианта с определённым количеством турбин с увеличением их диаметра значение $Q'_p \cdot \eta_T$ уменьшается, что способствует увеличению КПД в расчётной точке рассматриваемой турбины. В таблице В.2 выбраны турбины с наибольшим КПД в расчётной точке. Для турбин с диаметрами 4,5; 5,6; 7,1 построены зоны работы. Вариант с количеством турбин равным 3 является наилучшим, так как зона работы имеет наиболее оптимальное положение, линия приведённой расчётной частоты вращения наиболее приближена к линии частоты вращения в точке оптимума относительно вариантов с 4 и 6 турбинами.

Турбина ПЛД50-В. Для данной турбины построены зоны работы для вариантов со следующими диаметрами турбин: 5,6; 6,7. Варианты турбин с меньшим диаметром имеют меньшие значения КПД в расчётной точке.

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:

$$Q = Q'_1 D_1^2 \sqrt{H_{max}}. \quad (3.15)$$

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.

На основании расчётов выше, результаты которых сведены в таблицу В.4 гидротурбины ПЛ50-В-450 и ПЛ50-В-560 не подходят для установки, так как высота отсасывания при расчётном напоре является недопустимой ($H_s \geq -8$ м). Турбина ПЛД50-В-560 также является недопустимой, так как высота отсасывания при расчётном напоре больше, чем у турбины ПЛД50-В-670, а также зона работы турбины ПЛД50-В-560 расположена в зоне с меньшими значениями КПД относительно ПЛД50-В-670.

В итоге для установки принята турбина ПЛ50-В-710 с синхронной частотой вращения $n_{синх} = 100$ об/мин и количеством агрегатов $Z_{агр} = 3$, так как требуется меньшее заглубление рабочего колеса гидротурбины для обеспечения режима бескавитационной работы, также в данном сравнении учтено и положение зон работы турбин на главной универсальной характеристике. Турбина ПЛ50-В-710 находится в зоне наибольших значений КПД относительно турбины ПЛД50-В-670, а также линия приведённой расчётной частоты вращения находится ближе к линии приведённой частоты вращения в точке оптимума главной универсальной характеристики.

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

$$\nabla Z_{р.к.} = 562,40 \text{ м.}$$

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_{агр}}{\cos \varphi} = \frac{103,33}{0,85} = 121,56 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.16)$$

где $\cos \varphi = 0,85$ – коэффициент мощности.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{\text{синх}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{100} = 60. \quad (3.17)$$

Гидрогенератор выбран по номинальной мощности и числу пар полюсов: СВ-1160/135-60. Параметры генератора представлены в таблице В.5.

3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

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

$$\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ.$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,739D_1 = 1,739 \cdot 7,1 = 12,35 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{вх}} = 10,7 \text{ м.}$$

$$r_a = \frac{D_{\text{вх}}}{2} = \frac{10,7}{2} = 5,35 \text{ м.}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вых}} = 9,33 \text{ м.}$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вых}}}{2} = \frac{9,33}{2} = 4,665 \text{ м.}$$

Высота направляющего аппарата, определяется по ГУХ:

$$b_0 = 0,37D_1 = 0,37 \cdot 7,1 = 2,49 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033D_1 = 2,49 + 0,0033 \cdot 7,1 = 2,51 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Допустимая скорость во входном сечении $v_{\text{вх}} = 5,10 \text{ м/с}$.

Полный расход через турбину при расчётных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N_{\text{агр}}}{9,81H_{\text{расч}}\eta_{\text{опт}}} = \frac{103333}{9,81 \cdot 35,9 \cdot 0,911} = 321 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{321 \cdot 225}{360} = 201 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.22)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{ВХ}} = \frac{Q_i}{v_{\text{ВХ}}} = \frac{201}{5,10} = 39,35 \text{ м}^2. \quad (3.23)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{ВХ}} = r_{\text{ВХ}} - r_a = 12,35 - 5,35 = 7,00 \text{ м}. \quad (3.24)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{ВХ}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{ВХ}} - r_a)b_{\text{ВХ}} - \frac{(b_{\text{ВХ}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.25)$$

Отбрасывая один из корней, высота входного сечения равна:

$$b_{\text{ВХ}} = 5,56 \text{ м}.$$

Дальнейший расчёт спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

$$a_i = r_i - r_a. \quad (3.26)$$

$$m_i = k_2 a_i^2, \quad (3.27)$$

$$\text{где } k_2 = \frac{m_{\text{ВХ}}}{a_{\text{ВХ}}^2} = \frac{b_{\text{ВХ}} - b_0}{a_{\text{ВХ}}^2} = \frac{5,56 - 2,49}{7,00^2} = 0,063.$$

$$b_i = m_i + b_0. \quad (3.28)$$

$$r_k = r_a + m_i \tan 15^\circ. \quad (3.29)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляется по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i. \quad (3.30)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^\circ = \frac{180}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i. \quad (3.31)$$

Результаты расчёта сведены в таблицу В.6.

По рассчитанным промежуточным сечениям построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$. График представлен на рисунке В.1.

План спиральной камеры построен с помощью таблицы В.7. План спиральной камеры представлен на рисунке В.6. Значения для таблицы получены путём разбиения угла охвата спиральной камеры на части с интервалами $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$.

Ширина подвода определяется из ГУХ:

$$B' = 2,928D_1 = 2,928 \cdot 7,1 = 20,79 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Так как ширина подвода больше 7 метров, то устанавливается промежуточный бычок, толщина которого вычисляется по формуле:

$$b = 1 + \frac{Q_T}{400} = 1 + \frac{321}{400} = 1,80 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка из ГУХ:

$$B = B' + 2b = 20,79 + 1,80 = 22,59 \text{ м.} \quad (3.34)$$

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:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{\tau_{доп}}\right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{10,03}{30}\right)^{0,33} = 1193 \text{ мм,} \quad (3.35)$$

где $\tau_{доп} = 30 \text{ МПа}$.

Крутящий момент определяется по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 103333}{100} = 10,03. \quad (3.36)$$

Окончательное значение наружного диаметра вала $D_B = 1200 \text{ мм}$.

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:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8N}{n_{\text{синх}}D_1} = \frac{0,8 \cdot 103333}{100 \cdot 7,1} = 116,06 \text{ кН.} \quad (3.37)$$

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

$$d_{\text{п}} = D_{\text{в}} + 20 = 1200 + 20 = 1220 \text{ мм.} \quad (3.38)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}}h_{\text{п}}} = \frac{116,06}{1,22 \cdot 0,4} = 237,82 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 29U = 370,50 \text{ кПа,} \quad (3.39)$$

где $h_{\text{п}} = 400$ мм;

$$U = \frac{\pi n_{\text{синх}} d_{\text{п}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 100 \cdot 1,22}{30} = 12,78 \text{ м/с.} \quad (3.40)$$

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

Усилие на наиболее нагруженный сегмент определяется по следующей формуле:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{116,06}{1 + 2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 48,07 \text{ кН,} \quad (3.41)$$

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

Удельная нагрузка на сегмент рассчитывается по следующей формуле:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_1}{l_{\text{сегм}}h_{\text{п}}} = \frac{48,07}{0,43 \cdot 0,4} = 278,72 \text{ кПа} \leq [p_{\text{уд}}] = 50U = 638,79 \text{ кПа,} \quad (3.42)$$

где $l_{\text{сегм}} = \frac{0,9\pi d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 1,22}{8} = 0,43$ м.

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

3.5.3 Выбор типа маслonaпорной установки

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

По номограмме [5, с. 144] определяется тип маслonaпорной установки для напора $H = 50,0$ м и диаметра $D_1 = 7,1$ м: МНУ 16/1-40-20-3, где 16 – объём гидроаккумулятора м^3 ;

1 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 МПа;

20 – вместительность сливного бака, м^3 ;

3 – 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, Г.2.

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-1160/135-60. 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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{103 - 0,01 \cdot 103}{0,8} = 127,46 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТРДЦН-160000/220 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:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,130 \cdot 8728,5 = 1134,71 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,660}{1} \cdot \left(\frac{127,46}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 644,79 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Издержки на потери ЭЭ определяются следующим образом:

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

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

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

$$И_{(1)} = 1134,71 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 644,79 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 12,61 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$И_1 = n \cdot И_{(1)} = 3 \cdot 12,61 = 37,83 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.7)$$

где $n = 3$ – количество блоков.

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{T ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{T}}} = 2 \cdot \frac{103 - 0,01 \cdot 103}{0,8} = 254,93 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

На основании полученных данных выбираем трансформатор ТДЦ-400000/220 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор». Данные трансформатора представлены в таблице Г.3.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,280 \cdot 8442 = 2447,76 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

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

Нагрузочные потери в трансформаторе (4.5):

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,850}{1} \cdot \left(\frac{254,93}{400} \right)^2 \cdot 2405 = 830,41 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери ЭЭ (4.6):

$$I_{(1)} = \Delta W_{xx} \cdot \beta_1 + \Delta W_H \cdot \beta_2 = 2447,76 \cdot 0,6 \cdot 10^{-2} + 830,41 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 22,16 \text{ тыс. руб./год}.$$

$$I_2 = I_{(1)} + I_{(2)} = 12,61 + 22,16 = 34,77 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.10)$$

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

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

Мощность трансформатора СН:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot n_T \cdot \frac{P_{T \text{ ном}}}{\cos \varphi_T} = 0,01 \cdot 3 \cdot \frac{103}{0,8} = 3,86 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

Выбран трансформатор собственных нужд ТСЗ-4000/13,8. Данные трансформатора представлены в таблице Г.4.

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Число отходящих линий:

$$n = \frac{(S_T \cdot n_T - S_{\text{сн}}) \cdot \cos \varphi}{k \cdot P_{\text{нат}}} + 1 = \frac{(128,7 \cdot 3 - 3,86) \cdot 0,8}{1,2 \cdot 135} + 1 = 3,01 \approx 4, \quad (4.13)$$

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

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{309 - 3,09}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 236,12 \text{ А.} \quad (4.14)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 236,12 \cdot 1 \cdot 1,05 = 247,93 \text{ А,} \quad (4.15)$$

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:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{э}}} = \frac{247,93}{1,1} = 225,39 \text{ мм}^2, \quad (4.16)$$

где $j_{\text{э}} = 1,1$ А/мм² – нормированная плотность тока.

Выбран провод АС-240/32, допустимый продолжительный ток которого 605 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км $x_0 = 43,5$ Ом, удельное активное сопротивление на 100 км $r_0 = 12,1$ Ом, проводимость $b_0 = 2,6 \cdot 10^{-4}$ См, число проводов в фазе $n_{\text{п}} = 1$.

Проверка провода по нагреву при перегрузке:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{P_{\text{уст.}} - P_{\text{с.н.}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{309 - 3,09}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,8} = 334,50 \text{ А.} \quad (4.17)$$

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 2021 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 $n = 3$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 6$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_1 = 3 \cdot 776175 + 3 \cdot 76635 + 6 \cdot 116590 = 3257970 \text{ тыс. руб.}$$

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 $n = 2$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора;
 $m = 3$ – количество трансформаторов собственных нужд;
 $K_{\text{сн}}$ – стоимость одного трансформатора собственных нужд;
 $t = 5$ – количество ячеек КРУЭ;
 $K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость одной ячейки КРУЭ.

$$K_2 = 2 \cdot 1493400 + 3 \cdot 76635 + 5 \cdot 116590 = 3799655 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты для схемы с одиночными блоками:

$$З_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 3257970 + 37,83 = 488733 \text{ тыс. руб.}, \quad (4.20)$$

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

Приведённые затраты для схемы с укрупнёнными блоками:

$$З_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 3799655 + 34,77 = 569983 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

$$\Delta З = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{488733 - 569983}{488733} \cdot 100\% = -16,6\% < 5\%. \quad (4.22)$$

Таким образом, для проектируемой Селемджанской ГЭС принимается структурная схема с одиночными блоками, так как она обладает наибольшей надёжностью, а также намного экономичнее, что видно из формулы 4.5.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ 220 кВ: 7 (4 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). 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.3.

4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

4.6.1 Расчёт исходных данных

Индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_{d} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{128,7} = 0,33 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*} \cdot U_{б} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{к\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 160} = 32,21 \text{ Ом.} \quad (4.25)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{242^2}{180} = 325,36 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 60 = 26,10 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{С} = E_{*С} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 242 = 242 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.29)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,33}{0,045 \cdot 314} = 0,023 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

$$r_{\text{с}} = \frac{x_{*\text{с}}}{T_{a,\text{с}} \cdot \omega} = \frac{325,36}{0,035 \cdot 314} = 29,60 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

$$r_{\text{л}} = r_{0,\text{уд}} \cdot l = 0,121 \cdot 60 = 7,26 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

$$r_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{660 \cdot 242^2}{160^2} = 0,966 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

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

На рисунке Г.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке Г.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке Г.6 представлены исходные данные по генераторам. Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках Г.7-Г.9 и сведены в таблицу Г.6.

Полный ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{кз}}^1 = I_1 + I_2 + I_3 = 7,1667 \cdot 3 = 21,50 \text{ А.} \quad (4.34)$$

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:

$$I_{\Gamma,\text{раб max}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma,\text{ном}} = 1,05 \cdot 5,38 = 5,653 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max}} (\text{РУВН}) = \frac{S_{\Gamma,\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,ном}}(-5\%)} = \frac{128,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 229,9} = 0,502 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Рабочий максимальный ток ЛЭП:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{359,9 \cdot 10^3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,236 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

Расчётный ток утяжелённого режима для линии:

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{359,9 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,315 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}} \quad (4.39)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}} \quad (4.40)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} \quad (4.41)$$

Осуществляется проверка на термическую и динамическую стойкость.

По имеющимся данным для генераторного напряжения принимается элегазовый выключатель ВГГ-20 марки ОАО ВО «Электроаппарат».

Разъединитель РВРЗ-20/8000 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 ТОЛ-20-2 ВВ-1 марки ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталожные данные представлены в таблице Г.8.

Принимается трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-15 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-35 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 ячейки 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 Селемджанской ГЭС.

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ-1160/135-60 – 128,7 МВ · А:

- 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 при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-160000/220:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита, контроль уровня масла;
- Защита от перегрева масла, обмоток;
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220);
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформаторного блока;

- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформаторного блока;

- Реле тока охлаждения трансформаторного блока.

Защиты трансформатора ТСЗ-4000/13,8:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от потери охлаждения масла;

- Защита от перегрева масла;

- Защита от перегрузки;

- Реле тока охлаждения;

- Реле тока блокировки РПН.

5.3 Расчёт номинальных токов

Схема для расчёта номинальных токов представлена на рисунке Д.1. Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМГ}}} = \frac{128700}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 5384 \text{ А.} \quad (5.1)$$

По данному значению тока (5.1) выбран трансформатор тока. Параметры трансформатора представлены в таблице Д.4.

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1 \cdot 5384}{1200} = 4,49 \text{ А.} \quad (5.2)$$

где $K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{НОМ}}^1}{I_{\text{НОМ}}^2} = \frac{6000}{5} = 1200$ – коэффициент трансформации трансформатора тока ТШЛ-10-6000/5.

Мощность трансформатора возбуждения (ТВ) для схемы самовозбуждения:

$$S_{\text{НОМ.ТВ}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ.РОТ.}}}{1,2255} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ.}} = \frac{1,1 \cdot 1285}{1,2255} \cdot 250 = 288 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (5.3)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,1$ – длительно-допустимый режим.

По расчётной мощности (5.3) из каталога выбран трансформатор возбуждения мощностью 320 кВ · А. Параметры трансформатора представлены в таблице Д.5.

Номинальный ток ТВ со стороны высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН ТВ}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ ТВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.РОТ.}}} = \frac{320 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3} = 13,39 \text{ А.} \quad (5.4)$$

По значению тока (5.4) выбран трансформатор тока. Параметры трансформатора представлены в таблице Д.6.

Номинальный ток ТВ, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нн TE}}^2 = \frac{I_{\text{вн TE}}^1}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{13,39}{15} = 0,89 \text{ А.} \quad (5.5)$$

где $K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{НОМ}}^1}{I_{\text{НОМ}}^2} = \frac{15}{1} = 15$ – коэффициент трансформации трансформатора тока ТОЛ-10-15/1.

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 ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 5384 \text{ А}$.

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:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5384 = 262,22 \text{ А,} \quad (5.6)$$

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:

$$I_{\text{ср0}} \geq K \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.7)$$

где $K = 2$ – коэффициент надёжности.

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

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 трёхфазном коротком замыкании равен:

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

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

I_{max} – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трёхфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяется по формуле:

$$I_{\text{max}} = \frac{E_{\Gamma}''}{x_d''} \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.9)$$

где $E_{\Gamma}'' = \sqrt{(U_{\text{Н*}} \cdot \cos\varphi_{\Gamma})^2 + (U_{\text{Н*}} \cdot \sin\varphi_{\Gamma} + I_{\text{Н*}} \cdot x_d'')^2}$.

$$E_{\Gamma}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,8)^2 + (1 \cdot 0,60 + 1 \cdot 0,24)^2} = 1,160.$$

Следовательно, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,160}{0,24} \cdot 5384 = 2602 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

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

$$I_{\text{T}} = I_{\text{max}} = 26025 \text{ А.}$$

$$K_{\text{T}} > \frac{2602 \cdot 2}{26025} = 0,2.$$

Принята уставка: $K_{\text{T}} = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{* \text{ср}0}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{* \text{ср}0}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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:

$$I_{отс} = (5 - 6) \cdot I_{ном} = 6 \cdot 5384 = 32,31 \text{ кА.} \quad (5.13)$$

На рисунке Д.2 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.3.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{III} + C_{ВГ} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \text{ мкФ/фазу,} \quad (5.14)$$

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

$C_G = 0,9$ мкФ/фазу – ёмкость одной фазы обмотки генератора на землю;

$C_{III} = 0,008$ мкФ/фазу – ёмкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{ВГ} = 0,35$ мкФ/фазу – ёмкость генераторного комплекса 13,8 кВ.

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 219 \text{ В}, \quad (5.15)$$

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

$C_T(\mu_0) = 0,012$ 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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.16)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,265 = 9,5 \text{ А}. \quad (5.17)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 219}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot 0,1/3)} = 4,34 \text{ В}, \quad (5.18)$$

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, регулируемому в диапазоне от 5 до 20 В.

Приняты следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 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 :

$$K_T = \frac{1}{K_\alpha} \cdot \frac{1-2\cdot\alpha}{\alpha} = \frac{1}{1,1} \cdot \frac{1-2\cdot 0,3}{0,3} = 1,2. \quad (5.19)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 24,8 % 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:

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

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

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

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

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

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

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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{Н}}, \quad (5.22)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_{Н}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.26)$$

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:

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

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

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице Д.7. Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке Д.4. Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принято: $t_{\text{мин}} = 20$ с, $t_{\text{макс}} = 899$ 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 ($I_{\text{охл}}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{\text{охл}} = 100$ 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.

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{Ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''\text{ВН}} + X_T + X_L^*)}, \quad (5.28)$$

где $X_L^* = X_L \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 26,1 \cdot \frac{128,7}{242^2} = 0,057$;

$X_{d''\text{ВН}} = X_{d''} \cdot (U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}})^2 = 0,24 \cdot (242/13,8)^2 = 78,30$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведённое к высокой стороне напряжения;

$X_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{128,7}{160} = 0,088$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (78,30 + 0,088 + 0,057)} = 0,0052 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3} = I_{2C.3}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0052 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,18. \quad (5.29)$$

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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.30)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

$$I_{1\text{ПУСК}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{сигн}} = 1,1 \cdot 1,07 = 1,18 \cdot I_H. \quad (5.31)$$

3. Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведённой в таблице Д.8. Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок представлена на рисунке Д.5. 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:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,5 \cdot I_H}{0,98} = 1,531 \cdot I_H. \quad (5.32)$$

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

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМГ}}}{K_B \cdot n_{\Gamma}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100} = 66 \text{ В}. \quad (5.33)$$

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.

5.4.6 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 Селемджанская ГЭС – Коболда может быть принято:

$$Z_1 = 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 40,26 + \frac{0,8}{4} \cdot 27,09 = 37,63 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где $K_T = 4$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

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

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{S_{НОМТ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{160} = 40,26 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{X_{Л}^2 + R_{Л}^2} = \sqrt{26,1^2 + 7,26^2} = 27,09 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

В относительных единицах, приведённых к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{S_{НОМТ}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{НОМГ}}{U_{ВН}^2} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.37)$$

$$Z_{I \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{11}{100} \cdot \frac{128,7}{160} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{128,7}{242^2} \cdot 27,09 = 0,083.$$

Z_I в первичных Омах составит:

$$Z_I = Z_{I \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,083 \cdot 1,48 = 0,12 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где $Z_6 = \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМГ}} = \frac{13,8^2}{160} = 1,48$.

Уставка будет равна:

$$Z_{I \text{ сз}} = Z_I \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,15 \cdot \frac{6000/5}{13,8/0,1} = 1,06 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

Принята уставка: $Z_1 = 1,06 \text{ Ом}$.

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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМГ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 5384} = 1,48 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 1,48 \cdot \frac{6000/5}{13,8/0,1} = 12,87 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

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

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot \frac{I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,9 - 0,95}{1,01} = 3,02 \text{ о. е.,} \quad (5.42)$$

где x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси;
 $\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}}$ – отношение номинальных тока ротора к току ротора холостого хода.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.44)$$

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

Сопротивление нагрузки во вторичных Омах:

$$Z_{II \text{ НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}} \cdot Z_{\sigma} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,34 \cdot 1,48 \cdot \frac{6000/5}{13,8/0,1} = 4,89 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Сопротивление срабатывания защиты принято:

$$Z_{II \text{ о.е.}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о.е.} \quad (5.46)$$

$$Z_{II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\sigma} = 0,35 \cdot 1,48 = 0,51 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{II \text{ сз}} = Z_{II} \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,61 \cdot \frac{6000/5}{13,8/0,1} = 4,45 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принята уставка: $Z_2 = 4,45 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{\text{СМ}1} = 0,16 \text{ Ом}; Z_{\text{СМ}2} = 0,67 \text{ Ом.}$ Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке Д.6. Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,0 с на 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.

5.4.7 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:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.49)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.50)$$

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.9.

Характеристика интегрального органа защиты от перерузки обмотки ротора представлена на рисунке Д.7.

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.51)$$

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.10-Д.11 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 [32]. Высота $611,00 - 563,00 = 48,00$ м; грунт основания скальный.

2. В зависимости от назначения и условий эксплуатации назначен II класс ГТС в соответствии с таблицей 1.2 [32]. Установленная мощность ГЭС 309 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 [32] 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:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 611,00 + 2,01 \approx 613,01 = 613,10, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,31 + 0,001 + 0,7 = 2,01, \quad (6.2)$$

где $h_{\text{run}1\%}$ – 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:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 2270}{9,81 \cdot 24} \cdot \cos 0 = 0,001 \text{ м}, \quad (6.3)$$

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

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

$L = 2270$ 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:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{611,00 - 563,00}{2} = 24 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычислены безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2270}{10^2} = 222,69. \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21190. \quad (6.6)$$

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.

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 222,69: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,026, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,0.$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 21190: \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,100, \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,6.$$

Средний период и средняя высота волны соответственно:

$$\bar{T} = 2,0 \frac{V_w}{g} = 2,0 \cdot \frac{10}{9,81} = 2,04 \text{ с.}$$

$$\bar{h} = 0,026 \frac{V_w^2}{g} = 0,026 \cdot \frac{10^2}{9,81} = 0,27 \text{ м.}$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,04^2}{2 \cdot 3,14} = 6,49 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, условие выполняется, так как $24 > 6,49 \cdot 0,5 = 3,24$.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,27 \cdot 2,1 = 0,56 \text{ м,} \quad (6.8)$$

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:

$$h_{run1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{run} h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,37 \cdot 0,56 = 1,31 \text{ м}, \quad (6.9)$$

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 $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{6,49}{0,56} = 11,66$ на глубокой воде.

6.2.1.2 Бетонная плотина

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

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 611,00 + 0,56 + 0,001 + 0,7 = \\ &\approx 612,26 = 612,30. \end{aligned} \quad (6.10)$$

6.2.2 Гидравлические расчёты

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

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 5481 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 570,55$.

При расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 7478 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка $\nabla_{\text{УНБ}} = 572,00$.

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Напор на сооружение при основном расчётном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 611,00 - 570,55 = 40,45 \text{ м}. \quad (6.11)$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{103 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (40,45 - 0,48) \cdot 0,914} = 287 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.12)$$

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, $m = 3 - 1 = 2$.

$$Q_{ГЭС}^{осн} = Q_{га}^{осн} \cdot m = 287 \cdot 2 = 574 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.13)$$

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 $Q_c = \frac{V_n + V_{пр}}{T_{ср}} = \frac{(8,39 + 2,69) \cdot 10^9}{18144000} = 611 \text{ м}^3/\text{с};$

$Q_{макс.расч}^{осн} = 5481 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая.

$$Q_{расч}^{осн} = 5481 - 574 - 611 = 4296 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{расч}^{осн}}{q_b} = \frac{4296}{47,2} = 91,0 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где q_b – удельный расход на водосливе, равный:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 37,7 = 47,2 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 5 \cdot 7,55 = 37,7 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

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

$h_{НБ} = 7,55 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяются по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$ при $Q_{осн max}$.

Ширина водосливного фронта определяется по формуле:

$$B = b \cdot n = 16 \cdot 6 = 96 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где $b = 16 \text{ м}$ – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования;

$n = 6$ – 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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4296}{0,49 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,52 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4296}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,76 \text{ м}, \quad (6.20)$$

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

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{7,52}{16} = 0,95, \quad (6.21)$$

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:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 7,76 - \frac{1,1 \cdot 0,77^2}{2 \cdot 9,81} = 7,73 \text{ м}, \quad (6.22)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla \text{НПУ} - \text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{4296}{(611,00 - 563,00) \cdot (96 + (6-1) \cdot 4)} = 0,77 \text{ м/с};$$

$\delta_B = 4 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 96 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 611,00 - 8,0 = 603,00, \quad (6.23)$$

где $H_{\text{ст}} = 8,0 \text{ м}$ – 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:

$$H_{\text{пов}} = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{НБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}) = 612,00 - 572,00 = 40,00 \text{ м.} \quad (6.24)$$

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

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}[\text{кВт}]}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{103 \cdot 10^3}{9,81 \cdot (40,00 - 0,48) \cdot 0,914} = 291 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.25)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = Q_{\text{га}}^{\text{пов}} \cdot m = 291 \cdot 2 = 582 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.26)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_{\text{с}} = 7478 - 582 - 611 = 6285 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 7471 \text{ м}^3/\text{с}$ – 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}):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6285}{0,49 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,69 \text{ м.} \quad (6.27)$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6285}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,10 \text{ м,} \quad (6.28)$$

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\zeta_y + (n-1) \cdot \zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{9,69}{16} = 0,94, \quad (6.29)$$

$\zeta_y = 0,7$ – 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:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 10,10 - \frac{1,1 \cdot 1,11^2}{2 \cdot 9,81} = 10,03 \text{ м,} \quad (6.30)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ}-\text{ДНА})\cdot(B+(n-1)\cdot\delta_B)} = \frac{6285}{(612,00-563,00)\cdot(96+(6-1)\cdot4)} = 1,11 \text{ м/с};$$

$\delta_B = 4 \text{ м}$ – толщина быка;

$B = 96 \text{ м}$ – ширина водосливного фронта.

Расчётная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 603,00 + 10,03 \approx 613,03 = 613,10. \quad (6.31)$$

Принята проектная отметка $\nabla\text{ФПУ} = 613,10$.

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 $H_{\text{ст}} = 8,0 \text{ м}$ 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:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 603,00 + 1,6 \cdot 8 = 615,80. \quad (6.32)$$

Проектная отметка гребня плотин напорного фронта принята:

$$\nabla\text{ГП} = \text{НАИБ}[\nabla\text{ГГП}, \nabla\text{ГБП}, \nabla\text{ГБ}] = \nabla\text{ГБ} = 615,80. \quad (6.33)$$

6.2.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} = 611,00 - 563,00 = 48,00 \text{ м}. \quad (6.34)$$

Критическая глубина потока:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_B)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4296^2}{(96 + 5 \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 5,36 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Сопряжённые глубины определены следующим образом:

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

$$\text{где } q_c = \frac{Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}}{B + \delta_B \cdot (n-1)} = \frac{4296}{96 + 4 \cdot (5-1)} = 37,03 \text{ м}^3/\text{с};$$

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

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

$$h'_c = \frac{37,03}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (48-0)}} = 1,34 \text{ м.}$$

Во втором приближении:

$$h'_c = \frac{37,03}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (48-1,34)}} = 1,36 \text{ м.}$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (h_{кр}/h'_c)^3} - 1 \right] = \frac{1,36}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + 8 \cdot (5,36/1,36)^3} - 1 \right] = 14,37 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Так как $h''_c = 14,37 \text{ м} > h_{нб} = 7,55 \text{ м}$ – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотинной 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:

$$a = h_{нб}^{max} + 2 = 9,0 + 2 = 11,0 \text{ м,} \quad (6.38)$$

где $h_{нб}^{max} = 9,0 \text{ м}$ при $\nabla_{УНБ}(Q_{0,1\%}) = 572,00$.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 563,00 + 11,0 = 574,00. \quad (6.39)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_1 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 611,00 - 574,00 = 37,0 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 37,0} = 24,25 \text{ м/с,} \quad (6.41)$$

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

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{47,25}{24,25} = 1,95 \text{ м.} \quad (6.42)$$

$$q = \frac{Q_{\text{расч.мах осн}}}{B+(n-1)\delta_6} = \frac{6285}{96+(6-1)\cdot 4} = 47,25 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.43)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{24,25^2}{9,81 \cdot 1,95} = 30,76. \quad (6.44)$$

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° ; $Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 611,00 - 570,55 = 40,45 \text{ м.}$

$$L = 1 \cdot 37,0 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{40,45}{37,0} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) =$$

$$= 53,58 \text{ м.}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L = 53,58 > 0,4Z_0 = 16,18$ – 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.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{30,76}) \cdot \sqrt{30,76} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,55}{1}} \cdot 1,95 = 20,78.$$

$$h_{\text{раз}} = 20,78 - 7,55 = 13,23 \text{ м.}$$

Расстояние от плотины до центра ямы:

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

где α_1 – угол входа в воду.

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

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,95 \cdot \cos 30^\circ + 11,0 - 7,55)}{24,25^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,72.$$

$$L_1 = 53,58 + \frac{20,78}{0,72} = 82,27 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 5,36 + 3,7 \cdot 13,23 = 62,33 \text{ м.} \quad (6.49)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 5,36 = 13,39 \text{ м}$, 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 $D = 4,0 \text{ м}$.

Отметка центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи:

$$D/2 + 2,0 \text{ м} = 2,0 + 2,0 = 4,0 \text{ м.}$$

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{ГАЛ} + h_{гал} + 4,0 = 564,00 + 3,5 + 4,0 = 571,50. \quad (6.50)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{УМО}}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{611,00 - 597,31}{2} - 571,50 = 32,66 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Расход через отверстие:

$$q_{вв} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 12,57 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 32,66} = 254,46 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.52)$$

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

$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 2,0^2 = 12,57 \text{ м}^2$ – площадь водовыпускного отверстия.

Количество водовыпускных отверстий, необходимое для пропуска расчётного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{q_{\text{ВВ}}} = \frac{611}{254,46} = 2,40. \quad (6.53)$$

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:

$$\delta_{\text{в}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 27,23 \cdot \sqrt{1,36} = 4,76 \text{ м}, \quad (6.54)$$

$$\text{где } v_c = \frac{Q_{\text{Макс.расч}}^{\text{осн}}}{h'_c \cdot (B + \delta_{\text{в}} \cdot (n-1))} = \frac{4296}{1,36 \cdot (96 + 4 \cdot (6-1))} = 27,23 \text{ м/с.}$$

Принимается толщину плиты водобоя 4,8 м.

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_{\text{в}} = 0,85 \cdot l_{\text{пр}} = 0,85 \cdot 64,87 \approx 55,14 = 60 \text{ м}, \quad (6.55)$$

$$\text{где } l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 14,37 - 1,36) = 64,87 \text{ м.}$$

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.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 611,00 - 558,20 = 52,8 \text{ м}. \quad (6.56)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - \delta_{\text{в}} = 563,00 - 4,8 = 558,20. \quad (6.57)$$

Ширина подошвы плотины:

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 52,8 = 37,0 \text{ м}. \quad (6.58)$$

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 4,0 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 106 м.

Устой, сопрягающий бетонную глухую плотину с берегом, имеет трапецеидальную форму, размеры устоя: ширина 4 м, длина 148 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:

$$a_{др} \leq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.г}} \frac{40,45 \cdot 1,2}{25} = 1,94, \quad (6.59)$$

где $H_d = 40,45$ 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 $a_{др} = 2,0$ 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 $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 654,00$ и $\nabla_{\text{пол.гал.}} = 579,00$; $594,00$ 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:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр.г}}} = \frac{40,45 \cdot 1,2}{15} = 3,2 \text{ м}, \quad (6.60)$$

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

$\Delta H = 40,45$ 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:

$$l_3 = 0,1 \cdot B_n = 0,1 \cdot 37,0 = 3,7 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где $B_n = 37,0$ м – ширина подошвы плотины.

Глубина цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 46,40 = 23,2 \text{ м}, \quad (6.62)$$

где $H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 611,00 - 564,60 = 46,40$ 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: $S_{пл} = 1149,88$ м², $S_{б} = 1985,45$ м².

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{б}}{b + \delta_{б}} = \frac{1149,88 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 4} = 21658,19 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

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:

$$G_{б} = \frac{S_{б} \cdot \delta_{б} \cdot \rho_{б} \cdot g}{b + \delta_{б}} = \frac{1985,45 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{16 + 4} = 9349,09 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора:

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

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\Phi\PY - \nabla\Gamma\B + 0,5) \cdot b = (613,10 - 603,00 + 0,5) \cdot 16 = 169,6 \text{ м}^2. \quad (6.67)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 169,6 \cdot \sqrt{169,6} \cdot 9,81 = 1191,71 \text{ кН}.$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{1191,71}{16 + 4} = 59,59 \text{ кН/м}. \quad (6.68)$$

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:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 52,8^2}{2} = 13674,36 \text{ кН/м}, \quad (6.69)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 611,00 - 558,20 = 52,8 \text{ м}$.

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 7,19^2}{2} = 253,57 \text{ кН/м}, \quad (6.70)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 565,39 - 558,20 = 7,19 \text{ м}$.

6.5.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

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

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 7,19 = 70,53 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

где $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ПОД} = 565,39 - 558,20 = 7,19 \text{ м}$.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 265,74 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 2606,93 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

где $S_{\text{эп}} = h_1 \cdot B_n = 7,19 \cdot 37,0 = 265,74 \text{ м}^2$.

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:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 611,00 - 565,39 = 45,61 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

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

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

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 45,61 = 18,24 \text{ м.} \quad (6.76)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 45,61 = 6,84 \text{ м.} \quad (6.77)$$

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

$$S_{\text{эп}} = 286,73 \text{ м}^2.$$

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

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 286,73 = 2812,81 \text{ кН/м.} \quad (6.78)$$

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:

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

$$p''_{гр} = (10 \cdot 2 + 20,60 \cdot 4,8) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -40,37 \text{ кН/м}^2,$$

где $h_{гр} = 4,8$ м – толщина слоя грунта.

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

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-65,48 - 40,37}{2} \cdot 4,8 = -254,05 \text{ кН/м.} \quad (6.84)$$

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:

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

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,56 \cdot \left(\frac{6,49}{3,14} + \frac{0,15}{2} \right) = 5,84 \text{ кН/м},$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ой обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,56^2}{6,49} = 0,15 \text{ м}. \quad (6.86)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,49}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,56 = 0,82 \text{ м}. \quad (6.87)$$

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:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{24090,80}{37,0} + \frac{6 \cdot 74667,45}{37,0^2} = -323,85 \text{ кН/м}^2, \quad (6.88)$$

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

$$\sigma_x^u = -323,85 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 52,8 \cdot (1 - 0^2) = -517,97 \text{ кН/м}^2,$$

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

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 611,00 - 558,20 = 52,8 \text{ м}$ – 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 $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 52,8 + (-323,85)) \cdot 0 = 0. \quad (6.90)$$

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

$$\sigma_1^u = -323,85 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 52,8 \cdot 0^2 = -323,85 \text{ кН/м}^2.$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 52,8 = -517,97 \text{ кН/м}^2. \quad (6.92)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{24090,80}{37,0} - \frac{6 \cdot 74667,45}{37,0^2} = -979,77 \text{ кН/м}^2, \quad (6.93)$$

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

$$\sigma_x^t = -979,77 \cdot 0,58^2 - 9,81 \cdot 7,19 \cdot (1 - 0,58^2) = -373,61 \text{ кН/м}^2,$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД} = 565,39 - 558,20 = 7,19$ м - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 30^\circ = 0,58. \quad (6.95)$$

где $\alpha_2 = 30^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

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

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 7,19 - 979,77) \cdot 0,58 = 524,95 \text{ кН/м}^2,$$

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

$$\sigma_3^t = -979,77 \cdot (1 + 0,58^2) + 9,81 \cdot 7,19 \cdot 0,58^2 = -1282,84 \text{ кН/м}^2,$$

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

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 7,19 = -70,53 \text{ кН/м}^2,$$

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].

$$1,2 \cdot 1,0 \cdot |-1282,84| \leq 0,95 \cdot 7,5.$$

$$1,54 \text{ кН/м}^2 \leq 7,13 \text{ кН/м}^2.$$

2. Отсутствие растягивающих напряжений на верхней грани плотины:

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

$$-323,85 \text{ кПа} < 0.$$

3. В зоне верхней грани плотины:

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

$$323,85 \text{ кПа} \geq 129,49 \text{ кПа}.$$

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.

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

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.

$$R = (20575,28 + 8881,63 + 53,63 - 2812,81 - 2606,93) \cdot \operatorname{tg} 36,5^\circ + 70 \cdot 37,0 = 20413,45 \text{ кН.}$$

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

$$F = 13674,36 - 253,57 + 5,84 + 11,77 + 0 = 13438,40 \text{ кН.}$$

$$\frac{20413,45 \cdot 0,95}{13438,40 \cdot 1,0} = 1,44 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Общие сведения о районе строительства

Селемджанский гидроузел расположен в Амурской области на реке Селемджа в 19 км выше по течению от поселка Златоустовска.

Исток р. Селемджа Берёт начало на стыке хребтов Ям-Алинь и Эзоп. Длина реки – 647 км, площадь бассейна 68,6 тыс. км² – крупнейший по площади бассейна и длине приток Зеи. Основные притоки: Нора, Орловка (правые); Бысса (левый). Типично горная река с уклоном 0,06%, скорость течения на плёсах составляет 1,4-1,6 м/с, на перекатах – до 3 м/с. Ширина русла колеблется от 100 до 600 м, глубина до 17 м.

Питание реки в основном дождевое. Весеннее половодье сменяется серией мощных летне-осенних паводков. Максимальный расход воды 11600 м³/с. В период паводков нередки наводнения. Минимальный сток в конце зимней межени. Наименьший расход воды не превышает 5 м³/с. На весенне-летний период приходится 89,7% годового водного стока; на осенне-зимний – 10,3%. Река замерзает в начале ноября. Толщина льда может достигать 164 см. Разрушение ледяного покрова происходит в конце апреля – начале мая. Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району с неустойчивой зимой и жарким летом. Климат наиболее холодный в Амурской области. Средняя январская температура воздуха –35°С, абсолютный минимум –58°С. Лето относительно тёплое, средняя температура воздуха в июле +17°С. Основные загрязняющие вещества: соли тяжёлых металлов (медь, свинец, железо, марганец), нефтяные углеводороды, фенолы и др. На реке Селемджа присутствуют таежные, хвойные, широколиственные леса плавно сменяют друг друга на протяжении всего течения реки.

Географическое положение бассейна реки Селемджа, разнообразие природных экосистем на его территории и наличие мощных водотоков обуславливает разнообразие авифауны как в период миграции птиц, так и в период их размножения. Немаловажное значение для этого имеют и особо охраняемые природные территории, расположенные здесь. В настоящее время на исследуемой территории зарегистрировано 73,3% авифауны Амурской области. В Красную книгу Амурской области занесено 49 видов. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности красно книжных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Селемджанского гидроузла на красно книжные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Селемджа на участке строительства Селемджанской ГЭС представлены следующими видами: плотва (чебак), карась, налим, сом, хариус, щука и ленок. 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 Селемджа на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Селемджа необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Селемджанкой 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 Селемджанского 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 Селемджа в нижнем бьефе Селемджанского гидроузла;
 - формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» 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.

7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

- разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;
- мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ;
- работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;
- требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений;
- создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления:
 - 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.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период.

Организационные:

- разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
- разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
- разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
- получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
- расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- организация и проведение производственного экологического контроля.

Санитарно-технические:

- раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
- передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

- организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

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)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{186764 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 8405 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объём бетонных работ, м³ (186764 м³);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ – плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

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)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{8405 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 33,7 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (8405 т);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

Таким образом, в результате строительства будет образовано 8405 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме) и 33,7 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 Селемджанского 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.

В связи с тем, что на расстоянии 19 км от ГЭС находится населенный пункт – п. Златоустовск., согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Селемджа от сбросов Селемджанской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения п. Златоустовск, в пределах промплощадок объектов С ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;
- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

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 Селемджанской 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 Селемджанской 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 в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России, Федеральный закон № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», Федеральный закон № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Закон № 69-ФЗ «О пожарной безопасности».

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.

Силовые трансформаторы ТРДЦН-160000/220, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат большое количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС оборудуются 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 Селемджанской 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 объёме требований, инструкций, норм, правил и других локальных документов, знание которых необходимо для данной профессии; специалисты и руководители в соответствии с функциональными обязанностями в объёме, установленном должностной инструкцией и при наличии подчинённого персонала в объёме требований норм, правил и инструкций для рабочих мест подчинённого 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 типа СВ-1160/135-60 мощностью 103 МВт 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 Селемджанской 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 Селемджанской 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 Селемджанской 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 ГТС 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 ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

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. Селемджа 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 (рисунок 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 Селемджанской 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 ExpertSysytems.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта приняты следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Селемджанской 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 ($PI = 3,64$ 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. Расчеты для данного проекта показали, что он сможет окупиться, учитывая ставку дисконтирования через 78 месяцев или 6,5 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 Контроль изоляции высоковольтных вводов. Особенности для вводов RIP-изоляции

10.1 Общие сведения высоковольтного ввода

Ввод силового трансформатора – это изоляционная конструкция, применяемая для прохождения проводника, работающего под напряжением, сквозь заземленный металлический корпус трансформатора. Ввод обеспечивает механическое крепление токоведущего проводника и необходимый уровень электрической прочности конструкции.

10.2 Конструкция вводов

10.2.1 Съёмные вводы

В трансформаторах с номинальным напряжением 0,5 – 220 кВ применяют съёмные (разборные) вводы. В случае повреждения съёмного ввода его конструкция позволяет заменять фарфоровый изолятор без подъема активной части трансформатора или верхней части бака. Все съёмные вводы за небольшим исключением являются маслоподпорными, их внутренняя полость заполняется трансформаторным маслом под давлением из бака трансформатора.

10.2.2 Герметичные вводы

Герметичным маслonaполненным вводом называют трансформаторный ввод на напряжение 110 кВ и выше заполненный дегазированным трансформаторным маслом, не сообщаемым ни с маслом бака трансформатора, ни с атмосферным воздухом.

10.2.3 Вводы типа BRIT

Вводы типа BRIT с твёрдой изоляцией типа RIP – это проходные изоляторы, предназначенные для вывода высокого напряжения из бака трансформатора, такие вводы являются конструктивно самостоятельными изделиями. Конструкция ввода типа BRIT представлена на рисунке И.1.

BRIT-90-220-1050/2000:

- В – bushing (ввод);
- R – resin (смола);
- I – impregnated (пропитанный);
- T – transformer (трансформаторный);
- 90 – допустимый угол наклона к вертикали в градусах;
- 220 – класс напряжения, кВ;
- 1050 – напряжение грозового испытательного импульса, кВ;
- 2000 – номинальный ток, А.

Основной внутренней изоляцией ввода является твердое изоляционное тело, состоящее из электроизоляционной бумаги, намотанной на трубу из алюминиевого сплава, разделенное на слои уравнительными, алюминиевыми обкладками и пропитанной эпоксидной смолой в вакууме. Фарфоровый изолятор прижат к фланцу посредством пружинной системы, находящейся в верхней части ввода.

Для присоединения отвода от обмотки трансформатора используется внутренняя контактная шпилька.

Последняя обкладка внутренней изоляции ввода соединена с измерительным выводом, который служит для измерения тангенса угла диэлектрических потерь, емкости и частичных разрядов.

Конструкция измерительного вывода такова, что последняя обкладка автоматически заземляется в условиях эксплуатации при навинчивании на него крышки.

Для подключения тест-адаптера во время проведения измерений емкости и тангенса угла диэлектрических потерь, последняя обкладка разземляется при отвинчивании крышки.

Схема конструкции изоляционного остова ввода с твердой RIP изоляцией представлена на рисунке И.2.

10.2.4 Вводы типа GSA и GSB

GSA и GSB ввод – это ввод, состоящий из пропитанной эпоксидной смолой бумаги (RIP-изоляция). Ввод данной конструкции предназначен для погружной эксплуатации в среде масло-воздух, и изолятора из силиконовой резины. RIP тело ввода покрывается силиконовой резиной и создает компактный и легкий ввод, который не содержит масло или другие жидкости или газы. Конструкция ввода GSA и GSB представлены на рисунках И.3-И.4.

GSA и GSB вводы производятся путем намотки гофрированной бумаги на оправку с заложеной вовнутрь алюминиевой фольгой. Последний слой фольги используется для контроля изоляции. Тело ввода подвергается пропитке в вакууме и вулканизируется, что позволяет получить ввод без частичных разрядов с низким тангенсом.

После вулканизации тело ввода механически обрабатывается и к нему присоединяются фланец и изолятор. Изолятор прекрасно охватывает (обжимает) RIP-ввод, обеспечивая защиту от негативного воздействия окружающей среды. Пространство между корпусом из пропитанной смолой бумаги и изолятором заполняется изоляционным гелем. Внутренний зажим GSA ввода фиксируется в верхней части с помощью упругого кольца и может быть соединен с проводом пайкой с использованием твердого припоя. Для максимальных расчетных токов используется трубчатый или твердый стержень из алюминия или меди. Внешний терминал GSA ввода имеет большое количество различных стандартных исполнений из алюминия или меди, но может также модифицироваться под любое необходимое присоединение.

В качестве проводника электроэнергии в изоляторе GSB используется центральная трубка, которая сформирована в корпус с изолятором из пропитанной смолой бумагой. Соединение на масляной стороне может быть выполнено при помощи системы тяговой штанги с нижним контактом, внутреннего вывода для протягиваемого провода или установленного нижнего контакта. Нижний контакт обычно поставляется со стандартным торцевым экраном. Альтернативный вариант нижнего контакта для установки торцевых экранов, изготовленных по индивидуальному заказу, имеется только для тяговой штанги. Для присоединения на воздушной стороне предусмотрены шпильки различных стандартных конфигураций, но их также можно модифицировать для любого соединения. Торцевой экран представлен на рисунке И.5.

10.3 Внешняя изоляция вводов

ООО “Масса” – завод “Изолятор” производит три основных вида вводов с RIP-изоляцией, различающихся внешней изоляцией (полимер или фарфор) и наличием или отсутствием наполнителя. Конструкция приведена на рисунке И.6.

Высоковольтные вводы без наполнителя, с прямым литьем. Применяются для силовых трансформаторов, реакторов, масляных выключателей, линейных вводов. Также такая конструкция используется при изготовлении вводов постоянного тока.

Конструкция высоковольтных вводов с наполнителем и полым полимерным изолятором используется при изготовлении вводов постоянного и переменного тока.

Конструкция высоковольтных вводов с наполнителем и полым фарфоровым изолятором используется при изготовлении вводов для силовых трансформаторов и реакторов, а также вводов масляных выключателей.

Стяжной пружинный узел расположен внутри корпуса компенсатора давления и предназначен для компенсации разности удлинений центральной трубы и фарфоровой внешней изоляции, обусловленной разными температурными коэффициентами линейного расширения. Стяжной узел создает усилие стяжки, необходимое для обеспечения герметичности ввода при любых температурах окружающей среды путем создания необходимого давления на уплотнительную прокладку между корпусом компенсатора и фарфоровой крышкой.

10.3.1 Фарфоровая изоляция

Применяется на все классы напряжения и типы внутренней изоляции. Представляет собой фарфоровую крышку с ребрами заданного профиля. Фарфоровая изоляция представлена на рисунке И.7.

10.3.2 Полимерная изоляция

Данная изоляция, представленная на рисунке И.8, отливается непосредственно на изоляционный остов, и исключает промежуточный наполнитель.

Основа эластичной полимерной изоляции – кремнийорганические композиции типа RTV-2, такие как кремнийорганический каучук.

10.4 Внутренняя изоляция

10.4.1 ОIP-изоляция (бумажно-масляная)

Внутренняя бумажно-масляная изоляция является основой конструктивной частью ввода. Представляет собой размещенный в масле изоляционный остов, который формируется намоткой на центральную или намоточную трубу электроизоляционной бумаги с разделением на слои проводящими уравнительными обкладками.

Внешняя фарфоровая изоляция состоит из верхней и нижней крышек. Вместе с соединительной втулкой и корпусом они образуют герметичную, заполненную маслом полость, в которой размещается изоляционный остов.

Минусы:

- возможность взрыва ввода из-за возможной утечки масла и последующего пожара на маслонаполненном оборудовании
- высокая стоимость;
- большая масса и габарит ввода;
- требуют большого объема обслуживания;
- относительно плохие технические показатели по сравнению с RIP-изоляцией.

10.4.2 SF6-изоляция (элегазовая)

Основная изоляция ввода – элегаз (SF₆), который заполняет элегазовое устройство и полость ввода. Применяется совместно с фарфоровой внешней изоляцией. В настоящий момент ведутся испытания опытных образцов вводов 110 и 220 кВ.

Плюсы:

- высокая электрическая прочность;
- элегаз не стареет и не требует частой замены
- при высоких температурах элегаз переходит в жидкое состояние и выделяются ядовитые продукты его разложения;
- высокая стоимость;
- может возникнуть кислородное голодание у обслуживающего персонала;
- необходимо следить за чистотой и герметичностью оборудования.

10.4.3 RIP-изоляция

RIP-изоляция – Внутренняя твердая изоляция, выполненная в виде крепированной бумаги пропитанной эпоксидной смолой. Крепированная бумага – это бумага, поверхность которой отличается наличием на ней мелких складок.

Обладает высокой надежностью и длительным сроком эксплуатации благодаря низким диэлектрическим потерям и уровню частичных разрядов в изоляции, ее термической стойкости. Эта изоляция исключает применение трансформаторного масла в качестве изоляционного компонента, что значительно повышает удобство эксплуатации вводов. Успешно применяется в электротехнических установках высокого и среднего напряжения.

Технологически твердую RIP-изоляцию изготавливают следующим образом. “Электротехническую” бумагу, пропитанную в вакууме особым эпоксидным компаундом, наматывают на медный или алюминиевый проводник. Получается своеобразный остов из бумаги. При намотке остова, в него закладывают уравнивающие обкладки для выравнивания электрического поля. Благодаря вакуумной пропитке, пузырьки газов полностью исключаются из толщи остова, в итоге получается изоляция, отличающаяся высокими изоляционными характеристиками.

Ближайшая к центральной трубе обкладка имеет с ней электрический контакт, последняя (заземляемая) обкладка имеет постоянный контакт со шпилькой измерительного ввода. Применяемые при изготовлении изоляционного остова материалы обеспечивают необходимую механическую прочность и трещиностойкость изоляции, что подтверждается проведенными механическими, климатическими и сейсмическими испытаниями, а также длительным сроком эксплуатации вводов с RIP-изоляцией.

В эксплуатации высоковольтные вводы с RIP – изоляцией требуют минимального ухода, а именно, чистка фарфора, измерение тангенса угла диэлектрических потерь и емкости с периодичностью один раз в четыре года. Но также исходя из опыта эксплуатации появилась одна из версий о возможном влиянии коммутационных перенапряжений на состояние изоляции вводов с твердой RIP-изоляцией.

Поскольку бумага для RIP-изоляции пропитывается эпоксидной смолой в вакууме, то газовые включения целиком устраняются, что приводит к снижению уровня частичных разрядов (максимум 5 пКл в условиях двукратного фазного напряжения), и к снижению диэлектрических потерь (тангенс от 0,25 до 0,45 %). Что касается термической и механической стойкости RIP-изоляции, то данные качества очень высоки.

Внешняя изоляция закрывает верхнюю часть изоляционного остова, располагающуюся вне трансформатора, и выполняется из фарфора или полимера.

Расчетный срок службы таких вводов 40 лет и более при минимальных объемах технического обслуживания.

На сегодняшний день RIP-изоляция представляется наилучшим вариантом внутренней изоляции высоковольтных вводов, она безопаснее бумажно-

масляной изоляции, и несет в себе лучшие качества от твердой RIP-изоляции (бумажная изоляция, склеенная эпоксидным компаундом), при этом класс напряжения возрос до 500 кВ. Такая изоляция широко применяется сегодня в производстве трансформаторных вводов лучшего качества на напряжение до 500 кВ. Кроме того, RIP-изоляция остается актуальным материалом для производства по фазноизолированным токопроводам.

10.5 Контроль изоляции высоковольтных вводов

10.5.1 Общие сведения

Для выявления повреждений внутренней изоляции вводов трансформаторов напряжением 500 кВ и выше в начальной стадии применяют устройства контроля изоляции вводов (КИВ). Устройство позволяет обнаружить частичный пробой ввода и предотвратить дальнейшее повреждение, сопровождающееся разрушением ввода и пожаром трансформатора, отключением трансформатора до наступления пробоя изоляции ввода.

10.6 Виды устройств КИВ

В настоящее время наиболее распространенными в отечественной энергетике являются три вида устройств КИВ: КИВ-500, НКВВ и R1500.

10.6.1 КИВ-500

Принципиальные схемы устройства КИВ представлены на рисунках Е.9-Е.10. Принцип действия устройства КИВ основан на измерении суммы трехфазной системы емкостных токов первой гармоники, протекающих под воздействием рабочего напряжения через изоляцию трех вводов, включенных в разные фазы. Когда ввода исправны, сумма токов в измерительной цепи КИВ равна (близка) к нулю. При неисправности ввода (частичном пробое изоляции или при увеличении активного тока утечки во время развития пробоя) в предварительно сбалансированной сумме токов появляется составляющая промышленной частоты, на которую и реагирует устройство. В зависимости от величины этой составляющей КИВ действует на сигнал или на отключение трансформатора.

Это устройство используется как для защиты маслonaполненных вводов, так и для вводов с RIP-изоляцией.

Так как данная защита создана более 50 лет назад, устройство КИВ-500 имеет ряд существенных недостатков, основными из которых являются:

- Устройство контролирует параметр, не гарантируемый ни одним из поставщиков высоковольтных вводов. В паспортных данных на каждый ввод гарантируются предельные значения тангенса угла диэлектрических потерь и емкости. Качественный параметр может быть источником ложной информации,

так как причиной превышения модуля суммы токов, заданной уставки может быть не ухудшение диэлектрических характеристик ввода (вводов), а изменения приложенных к ним напряжений, как по амплитуде, так и по фазе в различных несимметричных режимах.

- Возникновение на высоких частотах реактивных компенсационных процессов в системах КИВ-500, оснащенных согласующими трансформаторами марки ТПС, может приводить к увеличению импульсных перенапряжений на изоляционных промежутках ввода до 5-15% и, как результат, к их пробоям.

- Возникновение “околорезонансных”, а иногда даже и высокочастотных резонансных процессов в системах КИВ-500 с ТПС приводит к возрастанию суммарных токов через измерительный вывод вводов до 30%. Это может приводить к локальному перегреву зоны подключения измерительного вывода (до 70%), и, в конечном итоге, к повышенной повреждаемости вводов с твердой изоляцией.

Радикальным способом повышения надежности работы вводов с RIP-изоляцией должен быть отказ от использования релейных систем КИВ-500 с согласующими трансформаторами ТПС и переход на использование современных электронных аналогов системы КИВ-500, которые не нуждаются в использовании ТПС.

ТПС – датчик тока трансформаторный. Предназначен:

- для связи устройства подключения высоковольтных вводов на 500 кВ с устройством контроля изоляции (КИВ-500);

- для защиты совместно с разрядниками устройства КИВ-500 от попадания высокого напряжения при появлении пробоя изоляции в высоковольтных вводах;

- для выравнивания суммируемых емкостных токов вводов при равенстве их емкостей в исправном состоянии.

10.6.2 R1500

Прибор относится к классу систем непрерывного (стационарного) контроля параметров изоляции, когда измерения проводятся постоянно и под рабочим напряжением. Такой подход обеспечивает максимальную эффективность и достоверность измерений, выявляет наиболее существенные изменения параметров изоляции.

Прибор R1500 предназначен для контроля тангенса угла диэлектрических потерь трех вводов одного трансформатора, и контроля величины тока небаланса (равного векторной сумме токов вводов трех фаз). По своему физическому принципу использование тока небаланса, контролируемого в R1500 микроконтроллером, работает так же, как прибор КИВ-500, в котором ток небаланса контролируется суммирующим трансформатором. Данная функция прибора R1500 является современно, более эффективной реализацией КИВ-500. По величине тока небаланса хорошо настраивать систему блокировки и защиты. Контроль величины тангенса угла диэлектрических потерь позволяет выявить дефектный ввод.

10.6.3 НКВВ

На данный момент наиболее перспективным является способ прямого измерения активных и реактивных составляющих тока утечки изоляции ввода, напряжения на вводе и частоты сети с последующим вычислением амплитуд и фазовых соотношений между током и напряжением, тангенсом угла диэлектрических потерь и емкости основной изоляции ввода. Такой способ позволяет осуществлять мониторинг именно тех параметров, которые наиболее полно характеризуют состояние изоляции ввода, указаны в паспортных данных и гарантированы поставщиком. Более того, такое устройство одновременно может являться измерительным органом средств РЗА (как и другие устройства мониторинга трансформаторного оборудования – датчики температуры масла и обмотки, приборы контроля растворенных газов и влаги). При такой реализации исчезает необходимость в согласующем трансформаторе и сумматоре. На вход РЗА поступают дискретные сигналы (или цифровой код), сигнализирующее о превышении контролируемыми параметрами предупредительной или аварийной уставок, непосредственно с выхода устройства мониторинга и защиты.

Принцип действия прибора основан на вычислении тангенса угла диэлектрических потерь и емкости изоляции путем прямого измерения тока проводимости ввода, приложенного к нему напряжения и разложения измеренных периодических сигналов на ортогональные составляющие.

10.7 Особенности подключения, наладки и эксплуатации устройств КИВ-500 к вводам 500 кВ с RIP-изоляцией

При использовании для контроля изоляции вводов с RIP-изоляцией устройства КИВ-500 следует учитывать, что существующее устройство КИВ-500 имеет чрезвычайно высокое входное сопротивление (до 30 кОм) с большой индуктивной составляющей, что может приводить к недопустимому повышению напряжения на измерительном выводе.

В связи с тем, что значения емкости на высоковольтных вводах 500 кВ с RIP-изоляцией могут значительно отличаться от емкости вводов старой конструкции (OIL-изоляция), возникают проблемы настройки схемы КИВ-500. Для обеспечения уравнивания емкостных токов высоковольтных вводов различных типов необходимо реализовать схему КИВ-500 с дополнительным согласующим трансформатором ТПС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Селемджанского гидроузла на р. Селемджа, являющимся сооружением II класса. В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 309 МВт и среднемноголетняя выработка 1913,70 млн. 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 – 45,9 м;
- расчетный – 35,9 м;
- минимальный – 29,9 м;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ50-В и ПЛД50 -В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ50-В-710. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 100 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1160/135-60 с номинальной активной мощностью 103 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 одиночных блока, 4 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТРДЦН-160000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-4000/13,8 кВ, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-240/32.

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 глухая бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- станционная плотина;
- правобережная грунтовая плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 37,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 558,20;
- число водопропускных отверстий – 3,0;
- ширина водопропускных отверстий – 16,0 м;
- отметка гребня плотины – 615,80;
- ширина гребня – 23,0 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 Селемджанского 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 – 78 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,15 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 79705 руб./кВт.

Таким образом строительство Селемджанского 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. Затева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ – Саяногорск, 2005. 114 с.
3. Затева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева. – 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. Затева, 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. Нецеретный, 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 схемы 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Общие сведения

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р. Селемджа

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
1970	46	60	70	64	943	856	452	1934	447	185	75	62	433
1971	40	51	53	110	1440	1483	1772	1321	888	376	160	82	648
1972	49	62	63	250	1229	1442	701	2399	1585	444	142	82	704
1973	43	54	60	330	1227	1488	934	561	517	449	122	81	489
1974	44	57	62	134	839	2118	2210	1529	1127	410	179	101	734
1975	49	62	68	437	2103	1973	820	1045	2367	776	182	110	833
1976	43	54	57	192	1588	779	2103	1839	875	335	139	85	674
1977	38	50	52	246	609	829	2711	1028	701	386	108	70	569
1978	43	53	56	95	1931	1130	1706	1721	653	304	100	68	655
1979	46	59	62	151	1217	1721	723	1195	938	553	166	95	577
1980	49	60	79	340	900	1149	1307	2462	1532	606	211	132	736
1981	42	55	59	161	1348	1709	2065	827	863	396	174	84	649
1982	47	64	75	141	1466	1113	2898	1231	1902	565	172	118	816
1983	50	66	78	401	1493	1154	1052	1127	1890	703	192	117	694
1984	60	79	102	134	1374	885	689	1997	2326	602	167	136	713
1985	43	57	69	233	1990	2566	875	597	624	325	118	94	633
1986	59	75	75	185	968	926	1546	1064	936	556	174	114	557
1987	61	78	112	306	1106	1195	1600	4065	2525	832	241	182	1025
1988	59	83	94	432	2249	1217	1321	1958	1982	711	186	131	869
1989	41	52	60	352	796	890	1333	4065	878	490	147	107	768
1990	34	45	46	648	1958	2224	1360	1970	1142	560	178	78	854
1991	36	50	57	447	1239	1561	5446	2079	1546	728	169	94	1121
1992	31	42	45	86	1883	1120	1694	1757	631	292	89	56	644
1993	35	47	51	139	1207	1709	711	1183	929	541	154	84	566
1994	38	49	67	328	888	1137	1297	2450	1520	594	200	121	724
1995	30	44	48	151	1338	1696	2053	817	854	384	163	72	638
1996	36	53	64	129	1457	1101	2888	1219	1890	556	161	107	805
1997	38	55	67	388	1483	1142	1040	1118	1878	691	181	105	682
1998	48	68	90	122	1161	1278	689	1973	2314	589	155	125	718
1999	43	56	66	59	941	851	449	1953	420	183	71	58	429
2000	37	47	49	105	1437	1479	1767	1319	883	374	156	78	644
2001	45	59	59	246	1224	1440	1529	1563	1580	439	138	78	700
2002	39	50	56	328	837	854	931	861	817	447	118	77	451
2003	41	53	59	132	837	1101	2205	1728	1125	405	176	97	663
2004	45	58	64	434	2099	1968	817	1040	2363	771	178	106	829
2005	39	50	53	187	1583	776	2099	1835	873	330	135	81	670
2006	43	58	65	454	1246	1568	5453	2086	1554	735	177	101	1128
2007	39	50	53	93	1890	1127	1701	1764	638	299	96	64	651
2008	42	55	59	146	1215	1716	718	1190	936	548	162	92	573
2009	45	56	75	335	895	1144	1304	2457	1527	602	207	128	731
2010	38	52	55	158	1345	1704	2060	825	861	393	171	80	645
2011	43	60	71	137	1464	1108	2895	1227	1898	563	168	114	812
2012	65	62	56	396	781	1416	1789	1684	1052	674	188	113	690
2013	56	76	98	129	1067	1084	984	1992	2321	597	163	132	725

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год.}
2014	40	53	65	229	1326	2564	873	1280	643	321	114	91	633
2015	35	42	41	249	695	1172	1584	1342	828	424	141	80	553
2016	57	74	108	301	1609	1101	1595	3048	2522	827	238	178	972
2017	55	79	90	430	2246	1212	1319	1953	1977	708	182	128	865
2018	36	46	65	287	626	725	1057	3242	667	398	121	90	613
2019	30	41	40	645	1953	2222	1357	1965	1139	558	174	75	850
Q _{ср}	44	57	66	252	1335	1358	1610	1698	1298	511	158	99	707

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
563,00	0	563,00	0	563,00	0
583,20	1,0	564,00	90	564,00	113
591,00	2,5	565,00	250	565,00	312
594,60	4,0	566,00	454	566,00	567
596,80	5,5	567,00	782	567,00	978
599,00	7,0	568,00	1352	568,00	1690
601,20	8,5	569,00	2401	569,00	3001
603,40	10,0	570,00	3600	570,00	4500
606,00	11,5	571,00	4970	571,00	6213
608,80	13,0	572,00	5982	572,00	7478

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	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470
Q _{исп.} , м ³ /с	0	0	0	2	7	12	16	13	8	4	1	1
Q _{льд.} , м ³ /с	11	11	11	11	-44	-17	-11	-6	0	11	11	11
Q _{фильт.} , м ³ /с	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
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 Селемджанского ГУ

Название	N _{уст.} , МВт	Э _{ср.год.} , млн. кВт · ч
Нижне-Бурейская ГЭС	320	1670

Продолжение приложения А

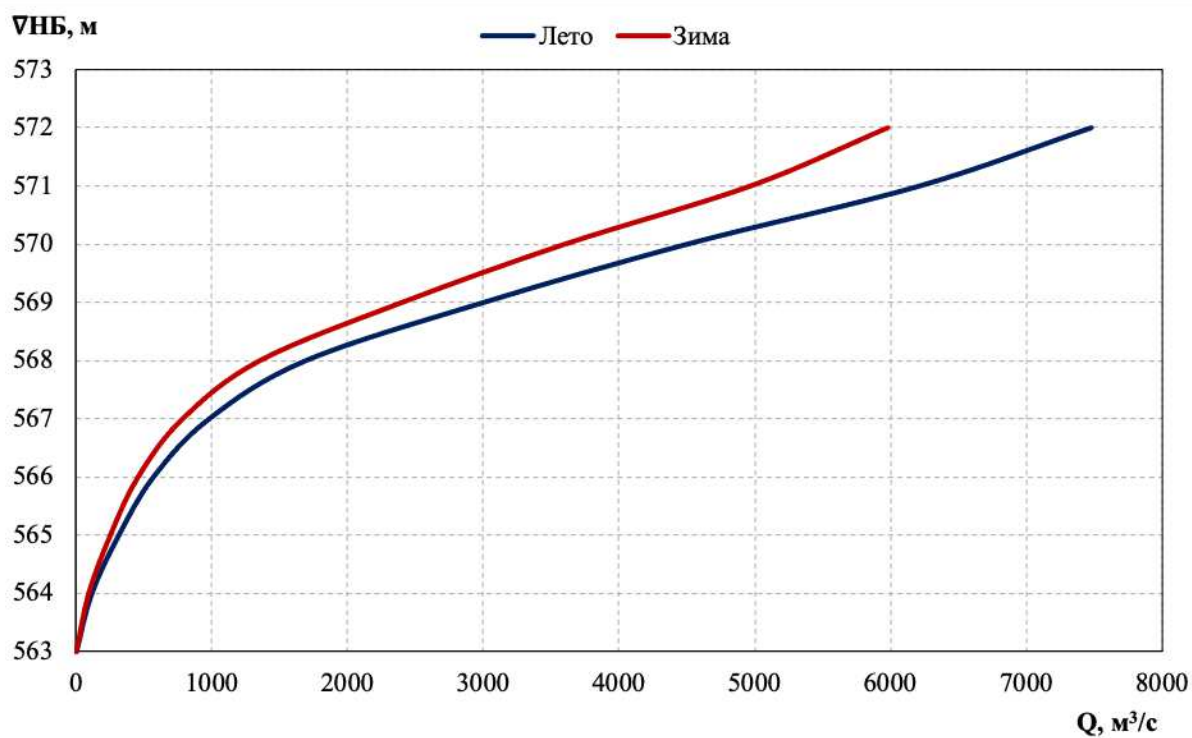


Рисунок А.1 – Кривые связи нижнего бьефа

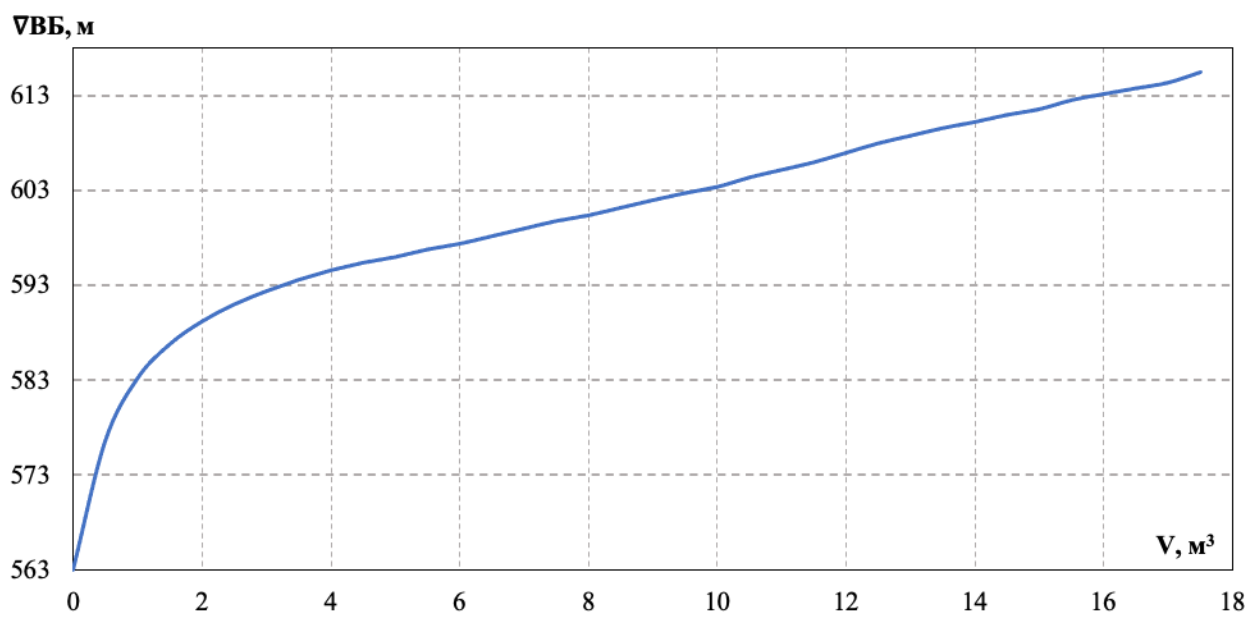


Рисунок А.2 – Кривая связи верхнего бьефа

Окончание приложения А

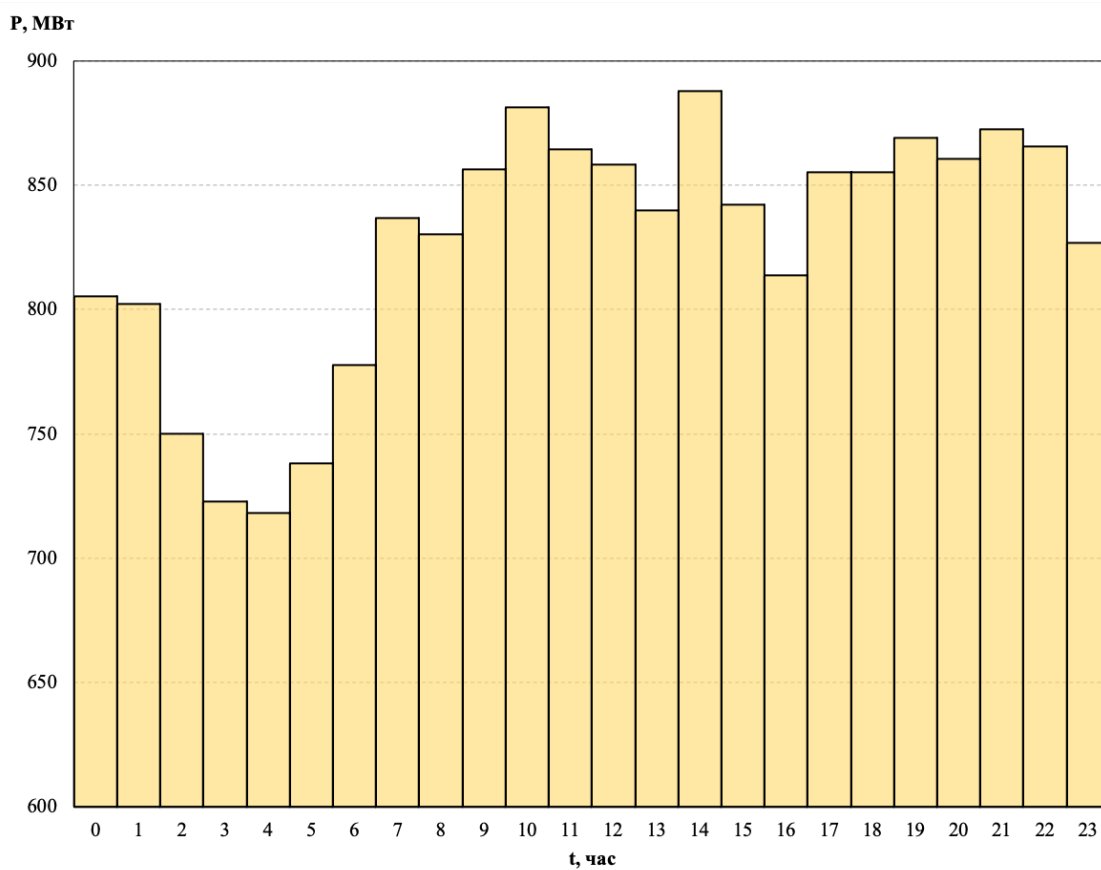


Рисунок А.3 – Суточный график нагрузки для летних суток

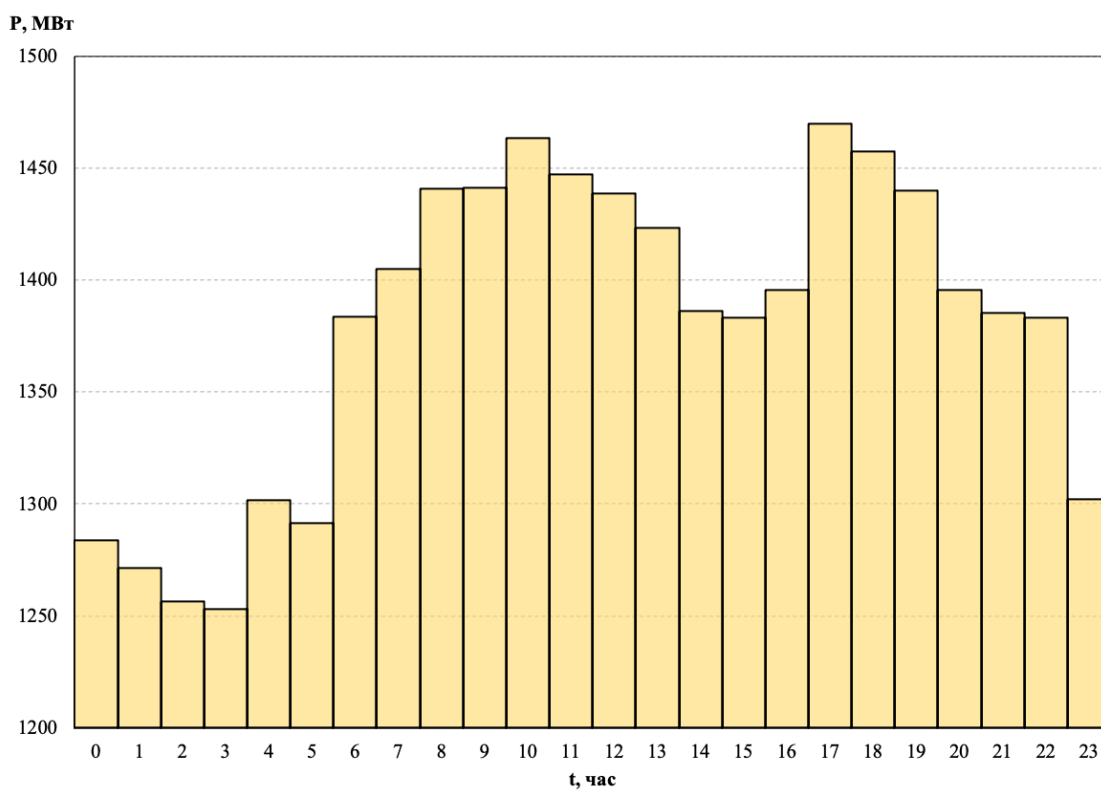


Рисунок А.4 – Суточный график нагрузки для зимних суток

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

m	P, %	Годы	$Q_{\text{ср.год.}}$, М³/с	Годы	$Q_{\text{ср.пол.}}$, М³/с	Годы	$Q_{\text{ср.меж.}}$, М³/с
1	2	2006	1128	2006	2381	1987	259
2	4	1991	1121	1991	2374	2016	255
3	6	1987	1025	1987	2098	1988	242
4	8	2016	972	2016	1975	1975	241
5	10	1988	869	1988	1745	2017	239
6	12	2017	865	2017	1741	2004	237
7	14	1990	854	1990	1731	2006	233
8	16	2019	850	2019	1727	1983	230
9	18	1975	833	1982	1722	1990	227
10	20	2004	829	2011	1718	1991	226
11	22	1982	816	1996	1711	2019	223
12	24	2011	812	1975	1662	2012	222
13	25	1996	805	2004	1657	1997	218
14	27	1989	768	1989	1592	1980	211
15	29	1980	736	1974	1565	2009	207
16	31	1974	734	2013	1490	1994	200
17	33	2009	731	1998	1483	1984	183
18	35	2013	725	1972	1471	2013	179
19	37	1994	724	1980	1470	1989	178
20	39	1998	718	2001	1467	1986	177
21	41	1984	713	2009	1465	1998	171
22	43	1972	704	1994	1458	1982	169
23	45	2001	700	1984	1454	2011	165
24	47	1983	694	1976	1437	1973	163
25	49	2012	690	2005	1433	1979	162
26	51	1997	682	1978	1428	2002	159
27	53	1976	674	2007	1424	1996	158
28	55	2005	670	1992	1417	2008	158
29	57	2003	663	2003	1399	1972	156
30	59	1978	655	1971	1381	2001	152
31	61	2007	651	2000	1377	1993	150
32	63	1981	649	1981	1362	2018	149
33	65	1971	648	2010	1359	2015	145
34	67	2010	645	1995	1352	1974	141
35	69	2000	644	2012	1344	1981	139
36	71	1992	644	1983	1343	2003	138
37	73	1995	638	2014	1337	1977	136
38	75	2014	633	1997	1332	2010	135
39	76	1985	633	1985	1330	1985	134
40	78	2018	613	2018	1263	2014	130
41	80	1979	577	1977	1176	1976	129
42	82	2008	573	1979	1159	1995	127

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	84	1977	569	2008	1155	2005	125
44	86	1993	566	1993	1148	1971	125
45	88	1986	557	2015	1124	2000	121
46	90	2015	553	1986	1088	1978	103
47	92	1973	489	1973	945	2007	99
48	94	2002	451	1970	926	1992	92
49	96	1970	433	1999	923	1970	80
50	98	1999	429	2002	860	1999	77

Таблица Б.2 – Расходы в расчётном средневодном году 1997 г. ($P = 50\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
1997	38	55	67	388	1483	1142	1040	1118	1878	691	181	105	682
$k_{\text{прив.}}$	28	41	49	286	1593	1226	1117	1201	2017	509	133	77	690
$k_{\text{коррект.}}$	28	41	49	286	1572	1211	1102	1185	1991	509	133	77	682

Таблица Б.3 – Расходы в расчётном средневодном году 2015 г. ($P = 90\%$), $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}$
2015	35	41	42	249	695	1172	1584	1342	828	424	141	80	553

Таблица Б.4 – Сравнение средневодного и маловодного годов после корректировки, $\text{м}^3/\text{с}$

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	8	10	12	27	257	350	407	269	157	35	12	7

Таблица Б.5 – Координаты для построения ИКН летних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\Sigma, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
888	7	0	0	7	0
881	9	1	9	16	9
872	3	2	7	19	16
869	3	3	10	22	26
866	1	4	5	24	31
864	4	5	19	27	50
861	2	6	14	30	64
858	2	7	13	32	76
856	1	8	11	33	87
855	0	9	0	33	87
855	13	10	129	46	216
842	2	11	27	48	244
840	3	12	33	51	277
837	7	13	86	58	362
830	3	14	48	61	410
827	13	15	197	74	607
814	9	16	138	83	745

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.5

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\Sigma, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
805	3	17	54	86	799
802	24	18	441	110	1240
778	27	19	521	138	1761
750	12	20	240	150	2002
738	15	21	319	165	2321
723	5	22	105	170	2426
718	718	23	16517	888	18943

Таблица Б.6 – Координаты для построения ИКН зимних суток

$P_{\text{ранж}}, \text{МВт}$	$\Delta P, \text{МВт}$	Δt	$\Delta P \cdot \Delta t$	$P, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\Sigma, \text{МВт} \cdot \text{ч}$
1470	7	0	0	7	0
1463	6	1	6	13	6
1457	10	2	20	23	26
1447	6	3	18	29	45
1441	0	4	2	29	46
1441	1	5	3	30	50
1440	1	6	7	31	56
1439	15	7	108	47	164
1423	18	8	148	65	312
1405	9	9	84	74	396
1396	0	10	2	75	398
1395	9	11	103	84	501
1386	1	12	11	85	512
1385	1	13	17	86	529
1384	0	14	6	87	535
1383	0	15	0	87	535
1383	81	16	1300	168	1836
1302	0	17	4	168	1839
1302	10	18	188	179	2028
1291	8	19	144	186	2172
1284	12	20	249	199	2421
1271	15	21	309	213	2729
1257	4	22	78	217	2808
1253	1253	23	28821	1470	31628

Таблица Б.7 – 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	0,965925826	1470	1379
2	45	0,785398163	0,707106781	1392	1305
3	75	1,308996939	0,258819045	1257	1177
4	105	1,832595715	-0,258819045	1101	1029
5	135	2,35619449	-0,707106781	966	900
6	165	2,879793266	-0,965925826	888	826
7	195	3,403392041	-0,965925826	888	826

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.7

t	$ 30^\circ t - 15^\circ $	Радианы	$\cos 30^\circ t - 15^\circ $	P_t^{max} , МВт	P_t^{cp} , МВт
8	225	3,926990817	-0,707106781	966	900
9	255	4,450589593	-0,258819045	1101	1029
10	285	4,974188368	0,258819045	1392	1305
12	345	6,021385919	0,965925826	1470	1379

Таблица Б.8 – Среднесуточные выработки и мощности существующей ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$\bar{E}_{cp,сут.}$, млн. кВт·ч	5,490	5,262	4,804	4,347	3,889	3,660	3,660	3,889	4,347	4,804	5,262	5,490
$N_{cp,сут.}$, МВт	229	219	200	181	162	153	153	162	181	200	219	229

Таблица Б.9 – Режим работы ГЭС по бытовому стоку при УВБ равном НПУ

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{пол.}^{быт.}$, м ³ /с	18	24	25	285	699	1166
$Z_{ВБ}$, м	611	611	611	611	611	611
$Z_{НБ}$, м	563,26	563,31	563,32	565,20	566,42	567,36
$H_{ГЭС}$, м	47,26	47,21	47,20	45,32	44,10	43,16
$N_{быт.}$, МВт	8	10	10	114	271	443

Окончание таблицы Б.9

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{пол.}^{быт.}$, м ³ /с	1568	1323	803	403	123	63
$Z_{ВБ}$, м	611	611	611	611	611	611
$Z_{НБ}$, м	567,83	567,57	566,69	565,80	564,13	563,65
$H_{ГЭС}$, м	42,69	42,95	43,83	44,72	46,39	46,87
$N_{быт.}$, МВт	589	500	310	159	50	26

Таблица Б.10 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{ВХК}$, м ³ /с	470	470	470	470	470	470
$Z_{ВБ}$, м	611	611	611	611	611	611
$Z_{НБ}$, м	566,09	566,09	566,09	566,09	565,67	565,67
$H_{ГЭС}$, м	44,43	44,43	44,43	44,43	44,85	44,85
$N_{ВХК}$, МВт	184	184	184	184	185	185

Окончание таблицы Б.10

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}$, м ³ /с	470	470	470	470	470	470
$Z_{ВБ}$, м	611	611	611	611	611	611
$Z_{НБ}$, м	565,67	565,67	565,67	566,09	566,09	566,09
$H_{ГЭС}$, м	44,85	44,85	44,85	44,43	44,43	44,43
$N_{ВХК}$, МВт	185	185	185	184	184	184

Таблица Б.11 – 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
$N_{быт.}$, МВт	8	10	10	114	271	443	589	500	310	159	50	26
$N_{ВХК}$, МВт	184	184	184	184	185	185	185	185	185	184	184	184

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.11

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт.}} - N_{\text{ВХК}},$ МВт	-176	-174	-173	-70	86	257	404	315	124	-25	-134	-158

Продолжение приложения Б

Таблица Б.12 – 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
X	424	4	6	11	0	403	61	464	470	0	470
XI	141	1	6	11	0	123	462	585	470	0	591
XII	80	1	6	11	0	63	751	814	470	0	820
I	35	0	6	11	0	18	870	888	470	0	894
II	41	0	6	11	0	24	730	754	470	0	760
III	42	0	6	11	0	25	439	464	470	0	470
IV	249	2	6	-44	0	285	179	464	470	0	470
V	695	7	6	-17	0	699	-235	464	470	0	470
VI	1172	12	6	-11	0	1166	-701	464	470	0	470
VII	1584	16	6	-6	0	1568	-1104	464	470	0	470
VIII	1342	13	6	0	0	1323	-859	464	470	0	470
IX	828	8	6	11	0	803	-339	464	470	0	470

Окончание таблицы Б.12

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	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	14,64	0,16	14,48	611,00	611	610,86	566,09	44,29	181	ВХК
XI	14,48	1,20	13,28	610,71	609	609,73	566,53	42,72	220	220
XII	13,28	1,95	11,33	608,75	606	607,40	567,14	39,79	285	285
I	11,33	2,26	9,08	606,06	602	604,23	567,29	36,46	285	285
II	9,08	1,89	7,19	602,40	599	600,62	567,00	33,14	220	220
III	7,19	1,14	6,05	598,85	597	597,93	566,09	31,36	128	ВХК
IV	6,05	0,47	5,58	597,02	596	596,72	566,09	30,15	123	ВХК
V	5,58	-0,61	6,19	596,42	597	596,82	565,67	30,67	125	ВХК
VI	6,19	-1,82	8,01	597,22	600	598,80	565,67	32,64	133	ВХК
VII	8,01	-2,86	10,87	600,37	605	602,88	565,67	36,73	150	ВХК
VIII	10,87	-2,23	13,09	605,39	608	606,93	565,67	40,78	167	ВХК
IX	13,09	-0,88	13,97	608,47	610	609,15	565,67	43,00	176	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.13 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году с окончательным вариантом гарантированной мощности

Месяц	$Q_{\text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{фл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{лд}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{шл}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{п.быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{вдхр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{ВХК}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{х.сб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$
X	424	4	6	11	0	403	61	464	470	0	470
XI	141	1	6	11	0	123	414	537	470	0	542
XII	80	1	6	11	0	63	695	758	470	0	763
I	35	0	6	11	0	18	801	819	470	0	825
II	41	0	6	11	0	24	647	671	470	0	677
III	42	0	6	11	0	25	439	464	470	0	470
IV	249	2	6	-44	0	285	179	464	470	0	470
V	695	7	6	-17	0	699	-235	464	470	0	470
VI	1172	12	6	-11	0	1166	-701	464	470	0	470
VII	1584	16	6	-6	0	1568	-1104	464	470	0	470
VIII	1342	13	6	0	0	1323	-859	464	470	0	470
IX	828	8	6	11	0	803	-339	464	470	0	470

Окончание таблицы Б.13

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$N_{\text{ГЭС}}, \text{ МВт}$	$N_{\text{гар}}, \text{ МВт}$
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$				
X	14,64	0,16	14,48	611,00	610,71	610,86	566,09	44,29	181	ВХК
XI	14,48	1,07	13,41	610,71	608,94	609,82	566,36	42,98	203	203
XII	13,41	1,80	11,61	608,94	606,43	607,69	567,01	40,20	268	268
I	11,61	2,08	9,53	606,43	603,22	604,83	567,15	37,20	268	268
II	9,53	1,68	7,85	603,22	600,08	601,65	566,79	34,38	203	203
III	7,85	1,14	6,71	600,08	598,04	599,06	566,09	32,49	133	ВХК
IV	6,71	0,47	6,25	598,04	597,31	597,68	566,09	31,11	127	ВХК
V	6,25	-0,61	6,86	597,31	598,28	597,79	565,67	31,64	129	ВХК
VI	6,86	-1,82	8,68	598,28	601,65	599,96	565,67	33,81	138	ВХК
VII	8,68	-2,86	11,54	601,65	606,34	603,99	565,67	37,84	155	ВХК
VIII	11,54	-2,23	13,76	606,34	609,49	607,91	565,67	41,76	171	ВХК
IX	13,76	-0,88	14,64	609,49	611,00	610,24	565,67	44,09	180	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.14 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{гар.}}$, МВт	268	203	133	127	129	138	155	171	180	181	203	268
$\mathcal{E}_{\text{гар.}}$, млн. кВт·ч	6,435	4,872	3,187	3,051	3,104	3,316	3,712	4,096	4,325	4,344	4,875	6,432
$N_{\text{баз.}}$, МВт	77	71	67	64	65	70	78	86	91	92	89	83
$\mathcal{E}_{\text{баз.}}$, млн. кВт·ч	1,846	1,706	1,613	1,544	1,570	1,678	1,878	2,073	2,188	2,198	2,133	1,995
$\mathcal{E}_{\text{пик.}}$, млн. кВт·ч	4,589	3,165	1,575	1,508	1,533	1,638	1,834	2,024	2,137	2,146	2,741	4,437
$N_{\text{пик.}}$, МВт	230	164	144	134	129	131	140	153	167	175	148	224
$N_{\text{раб.}}$, МВт	307	235	211	198	194	201	218	239	258	267	237	307
$N_{\text{раб.}}/N_{\text{гар.}}$	1,14	1,16	1,59	1,56	1,50	1,45	1,41	1,40	1,43	1,47	1,17	1,15

Таблица Б.15 – Расчёт и распределение резервов

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	P_{max}	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{рем.}}$	$P_{\text{раб.}}$	$P_{\text{нагр.}}$	$P_{\text{авар.}}$	$P_{\text{рем.}}$
I	1470	15	147	303	3	0	307	3	0	860	9	86	0
II	1392	14	139	297	3	0	235	2	0	860	9	86	0
III	1257	13	126	216	2	0	211	2	0	830	8	83	0
IV	1101	11	110	201	2	0	198	2	0	702	7	70	0
V	966	10	97	177	2	0	194	2	0	595	6	59	0
VI	888	9	89	164	2	0	201	2	0	523	5	52	72
VII	888	9	89	164	2	0	218	2	0	506	5	51	72
VIII	966	10	97	175	2	0	239	2	0	552	6	55	0
IX	1101	11	110	196	2	51	258	3	0	647	6	65	0
X	1257	13	126	211	2	0	267	3	51	779	8	78	0
XI	1392	14	139	295	3	0	237	2	0	860	9	86	0
XII	1470	15	147	303	3	0	307	3	0	860	9	86	0

Таблица Б.16 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{НБ}}$, м ³ /с	$Z_{\text{НБ}}$, м	$\nabla_{\text{НПУ}}$, м	$\nabla_{\text{УМО}}$, м	$H_{\text{р}}$, м	$H_{\text{ГЭС}}$, м	$Q_{\text{ГЭС}}$, м ³ /с	$H_{\text{ГЭС}}$, м	$Q_{\text{ГЭС}}$, м ³ /с
0	563,00	47,52	33,83	40,00	43,70	806	35,90	982
100	563,79	46,73	33,04	39,20	43,14	817	35,47	976
200	564,40	46,12	32,43	38,60	42,58	827	35,04	970
300	564,93	45,59	31,90	38,07	42,02	838	34,61	964
400	565,39	45,13	31,44	37,61	41,46	850	34,19	958
500	565,79	44,73	31,04	37,21	40,90	861	33,76	952
600	566,13	44,39	30,70	36,87	40,34	873	33,33	946
700	566,43	44,09	30,41	36,57	39,78	886	32,90	940
800	566,68	43,84	30,15	36,32	39,21	898	32,47	934
900	566,90	43,62	29,93	36,10	38,65	911	32,04	928
1000	567,09	43,43	29,74	35,90	38,09	925	31,61	922
1100	567,26	43,26	29,57	35,74	37,53	939	31,19	915
1300	567,54	42,98	29,29	35,46	36,41	967	30,33	903
1400	567,66	42,86	29,17	35,34	35,85	983	29,90	896

Продолжение приложения Б

Таблица Б.17 – 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	$Q_{\text{вдхр}},$ 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
X	459	5	0	7	14	434	30	470	464	0	471
XI	153	2	0	7	14	131	404	470	535	0	542
XII	87	1	0	7	14	66	688	470	754	0	761
I	43	0	0	7	14	22	792	470	814	0	821
II	51	1	0	7	14	30	635	470	665	0	672
III	54	1	0	7	14	33	430	470	463	0	470
IV	276	3	0	7	-55	321	258	470	579	0	586
V	952	10	0	7	-20	957	-400	470	557	0	563
VI	1522	15	0	7	-14	1514	-650	470	864	0	870
VII	1991	20	0	7	-7	1971	-1200	470	771	0	778
VIII	1611	16	0	7	0	1588	-800	470	788	0	794
IX	985	10	0	7	14	955	-187	470	767	0	774

Окончание таблицы Б.17

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$N_{\text{гар}},$ МВт	$\Sigma,$ млн. кВт · ч
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	14,64	0,08	14,56	611,00	610,86	610,93	566,09	44,36	181	181	130,33
XI	14,56	1,05	13,52	610,86	609,10	609,98	566,36	43,14	203	203	146,20
XII	13,52	1,78	11,73	609,10	606,61	607,86	567,00	40,37	268	268	192,96
I	11,73	2,05	9,68	606,61	603,48	605,04	567,14	37,42	268	268	193,04
II	9,68	1,65	8,03	603,48	600,42	601,95	566,77	34,70	203	203	146,17
III	8,03	1,12	6,92	600,42	598,38	599,40	566,09	32,83	133	133	96,38
IV	6,92	0,67	6,25	598,38	597,31	597,84	566,51	30,85	157	127	113,23
V	6,25	-1,04	7,28	597,31	599,02	598,17	566,01	31,68	155	129	111,70
VI	7,28	-1,69	8,97	599,02	602,20	600,61	566,84	33,29	253	138	182,16
VII	8,97	-3,11	12,08	602,20	607,08	604,64	566,63	37,53	255	155	183,28
VIII	12,08	-2,07	14,15	607,08	610,14	608,61	566,67	41,46	287	171	206,89
IX	14,15	-0,49	14,64	610,14	611,00	610,57	566,62	43,47	294	180	211,35

Продолжение приложения Б

Таблица Б.18 – Работа ГЭС по режиму сработки расчётного маловодного года

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	$Q_{\text{вдхр}},$ м ³ /с	$Q_{\text{вжк}},$ м ³ /с	$Q_{\text{ГЭС}},$ м ³ /с	$Q_{\text{х.сб}},$ м ³ /с	$Q_{\text{нб}},$ м ³ /с
X	459	5	0	7	14	434	62	470	496	0	503
XI	153	2	0	7	14	131	413	470	545	0	551
XII	87	1	0	7	14	66	697	470	763	0	770
I	43	0	0	7	14	22	799	470	821	0	828
II	51	1	0	7	14	30	647	470	677	0	684
III	54	1	0	7	14	33	439	470	472	0	479
IV	276	3	0	7	-55	321	180	470	501	0	508
V	952	10	0	7	-20	957	-400	470	557	0	563
VI	1522	15	0	7	-14	1514	-650	470	864	0	870
VII	1991	20	0	7	-7	1971	-1200	470	771	0	778
VIII	1611	16	0	7	0	1588	-800	470	788	0	794
IX	985	10	0	7	14	955	-187	470	767	0	774

Окончание таблицы Б.18

Месяц	$V_{\text{нач}}$			ΔV			$Z_{\text{нб}},$ м	$H,$ м	$N_{\text{ГЭС}},$ МВт	$Z_{\text{кон}},$ м	$\mathcal{E},$ млн. кВт·ч
	$V_{\text{нач}}$	ΔV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{нач}}$	$Z_{\text{кон}}$	$Z_{\text{ср}}$					
X	14,64	0,16	14,48	611,00	610,71	610,85	566,22	44,16	193	610,71	138,69
XI	14,48	1,07	13,41	610,71	608,94	609,82	566,40	42,95	206	608,94	148,21
XII	13,41	1,81	11,60	608,94	606,43	607,68	567,02	40,18	270	606,43	194,17
I	11,60	2,07	9,53	606,43	603,22	604,82	567,16	37,19	269	603,22	193,48
II	9,53	1,68	7,85	603,22	600,08	601,65	566,81	34,36	205	600,08	147,39
III	7,85	1,14	6,72	600,08	598,04	599,06	566,13	32,45	135	598,04	97,16
IV	6,72	0,47	6,25	598,04	597,31	597,68	566,24	30,96	136	597,31	98,28
V	6,25	-1,04	7,29	597,31	599,03	598,17	566,01	31,68	155	598,28	111,70
VI	7,29	-1,69	8,97	599,03	602,20	600,61	566,84	33,29	253	601,65	182,17
VII	8,97	-3,11	12,08	602,20	607,08	604,64	566,63	37,53	255	606,34	183,29
VIII	12,08	-2,07	14,15	607,08	610,14	608,61	566,67	41,46	287	609,49	206,90
IX	14,15	-0,49	14,64	610,14	611,00	610,57	566,62	43,47	294	611,00	211,37

Продолжение приложения Б

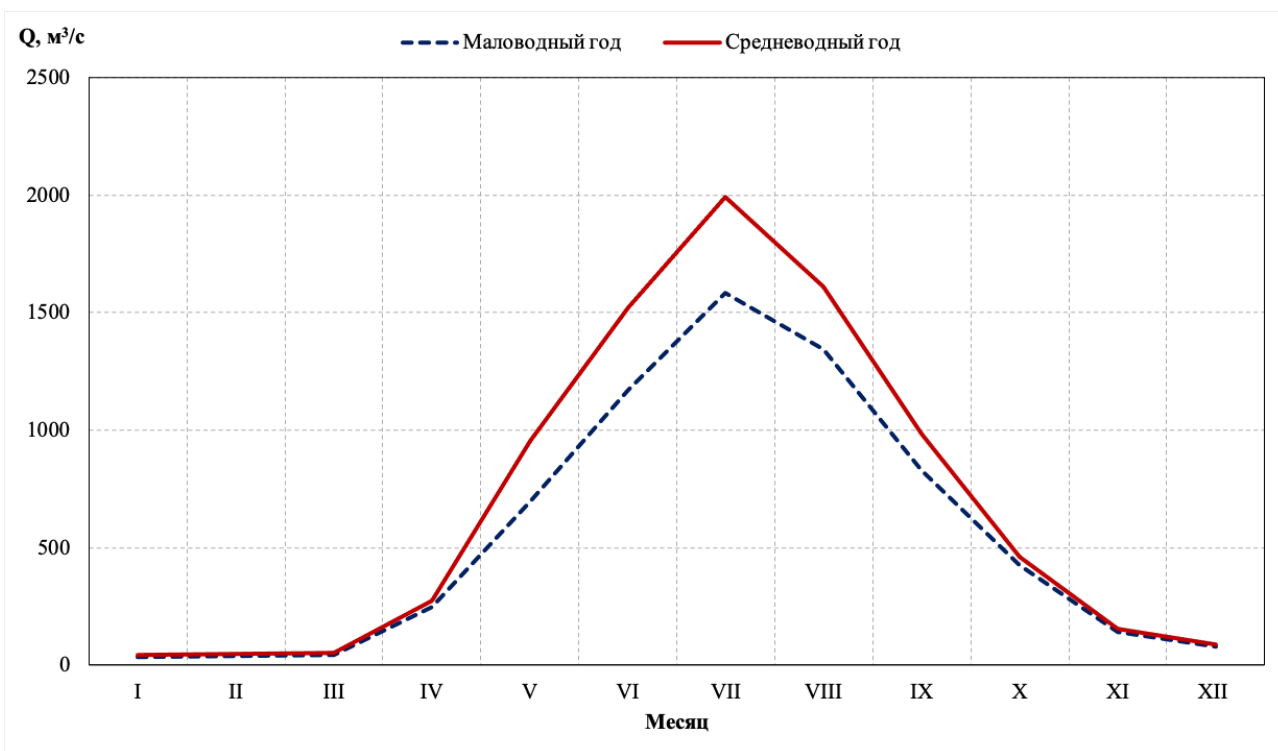


Рисунок Б.1 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

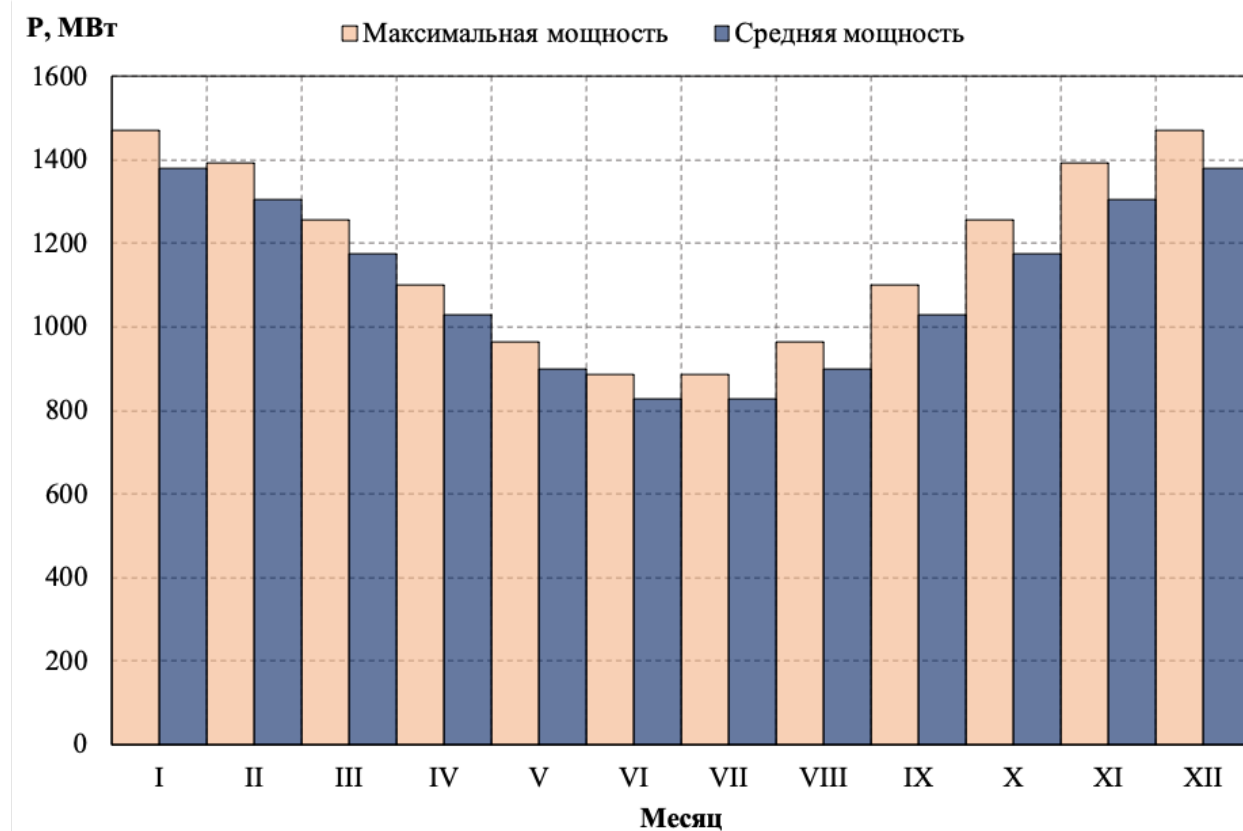


Рисунок Б.2 – Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Продолжение приложения Б

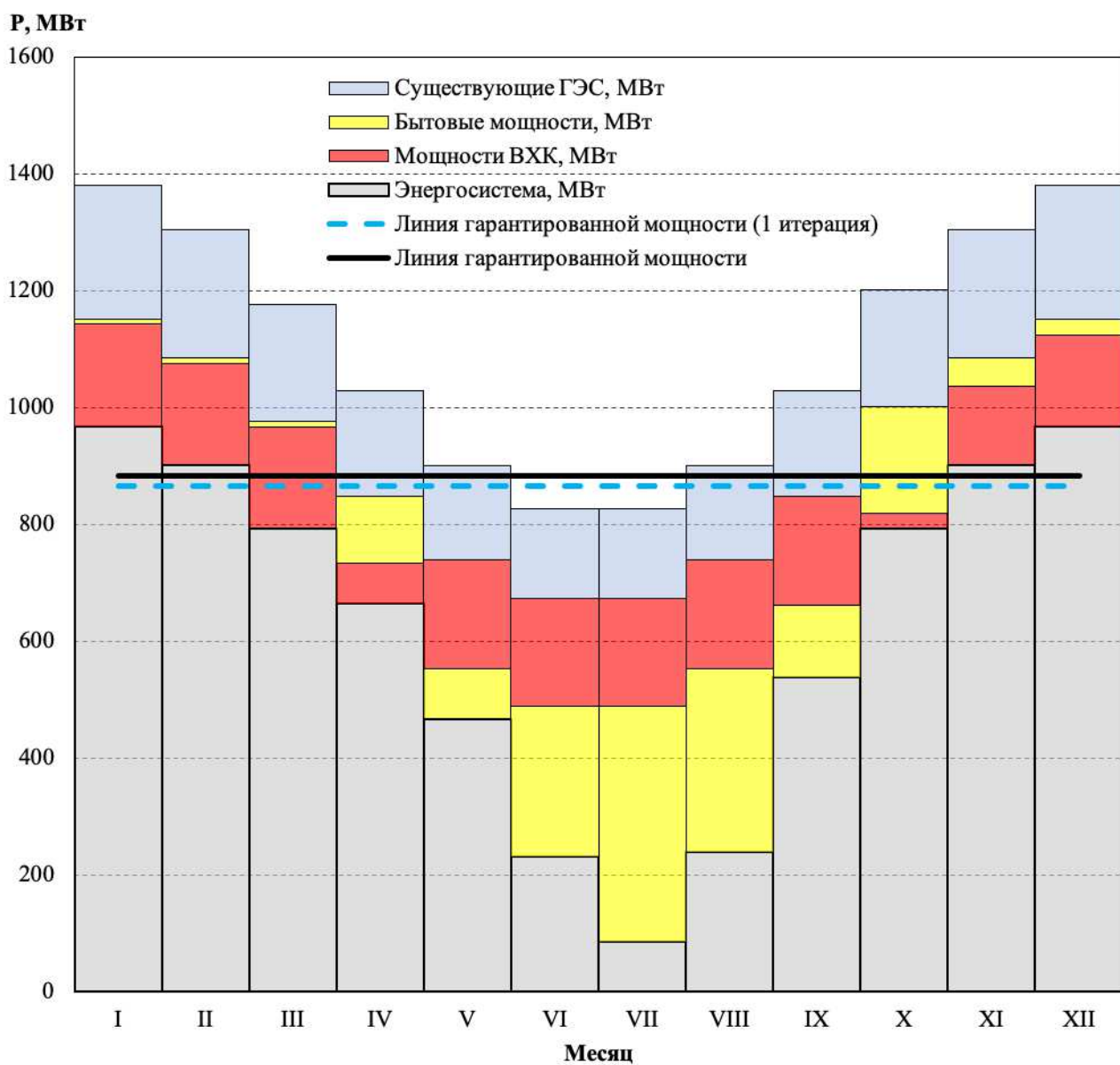


Рисунок Б.3 – Баланс энергии

Продолжение приложения Б

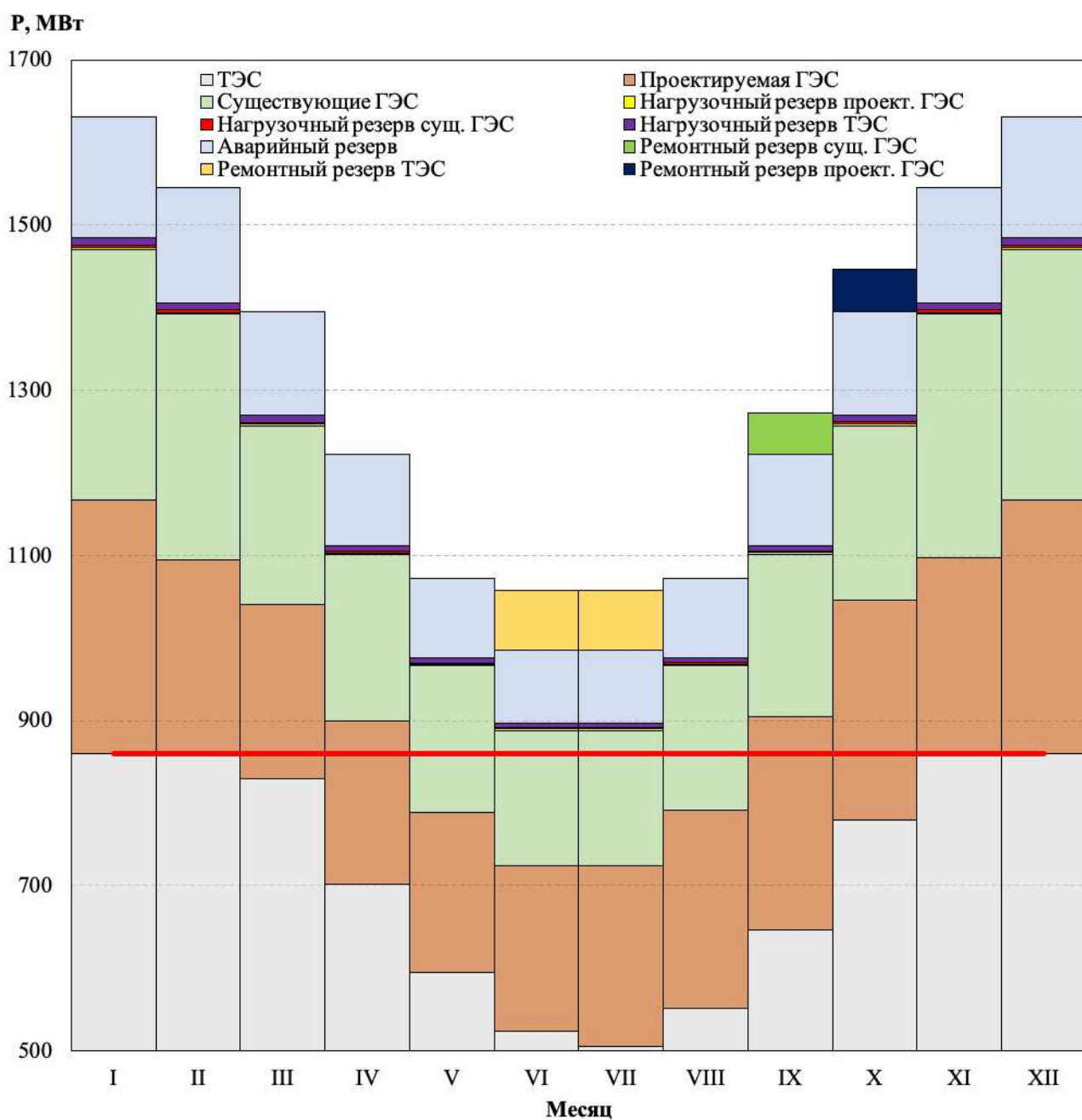


Рисунок Б.4 – Баланс мощности

Продолжение приложения Б

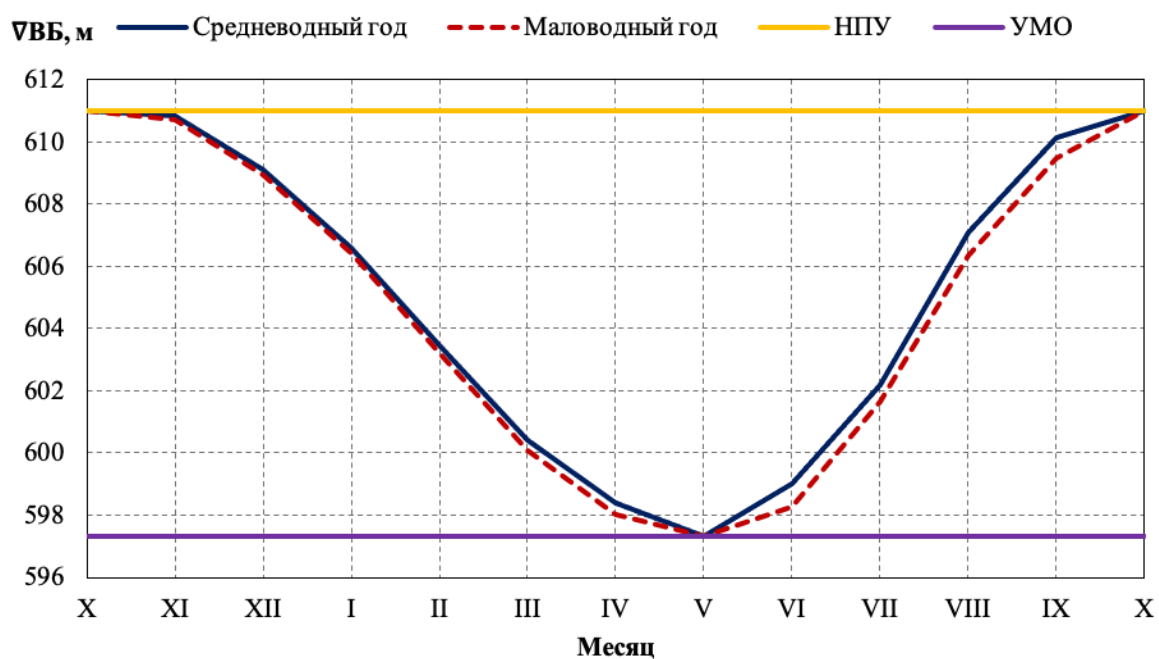


Рисунок Б.5 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном годах

Продолжение приложения Б

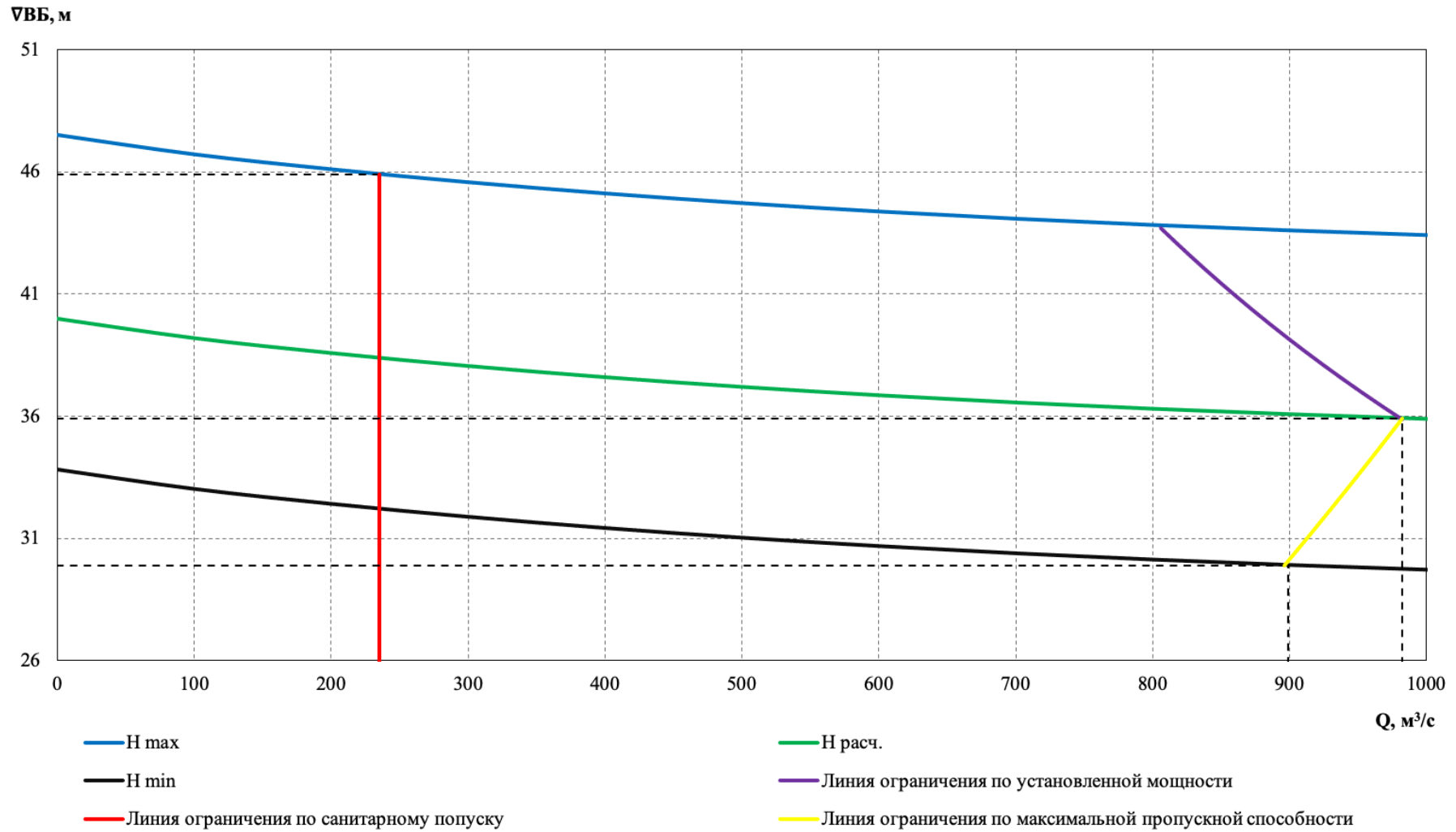


Рисунок Б.6 – Режимное поле с учётом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

Продолжение приложения Б

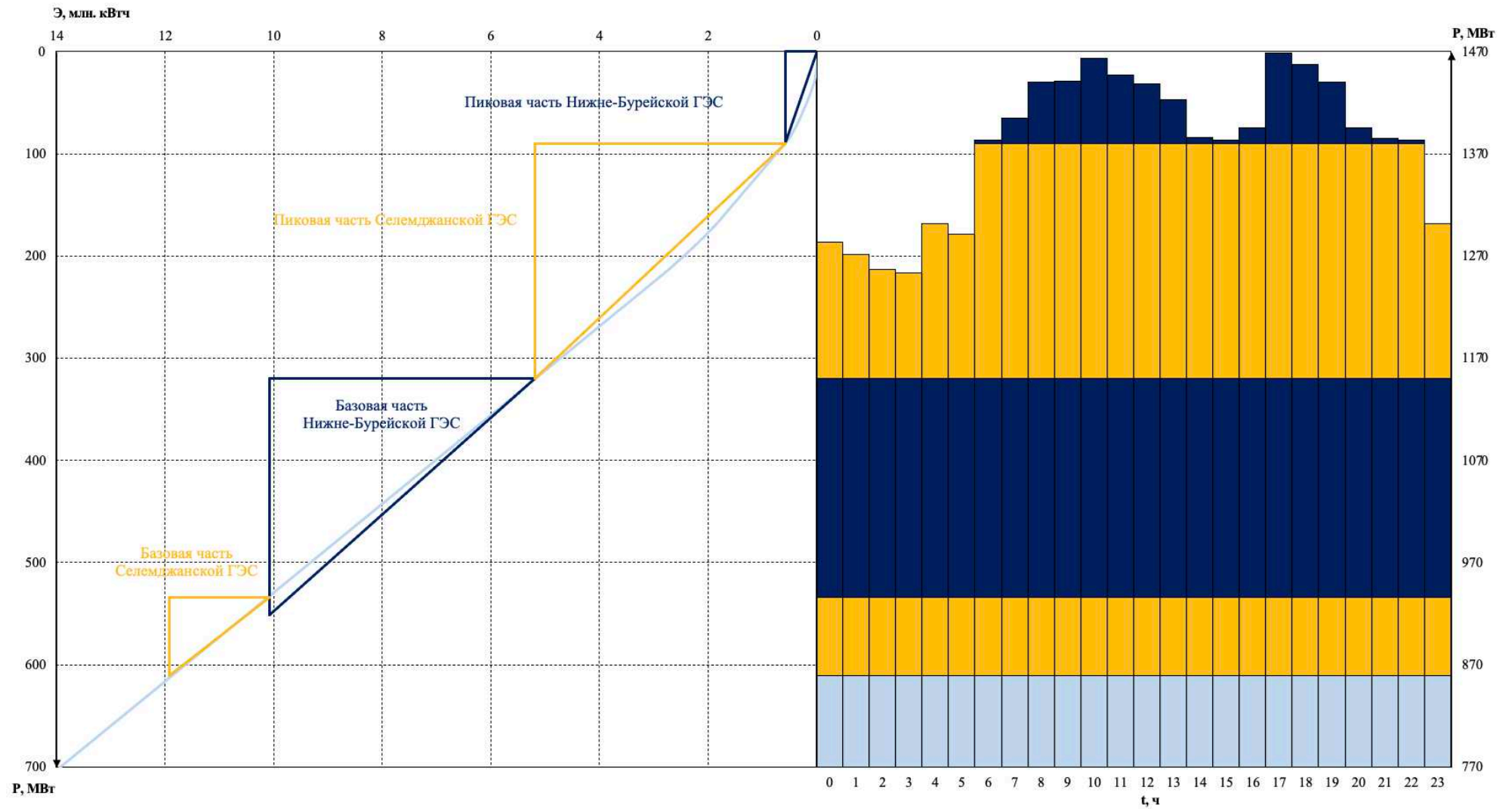


Рисунок Б.7 – Суточный график нагрузки декабря – января, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

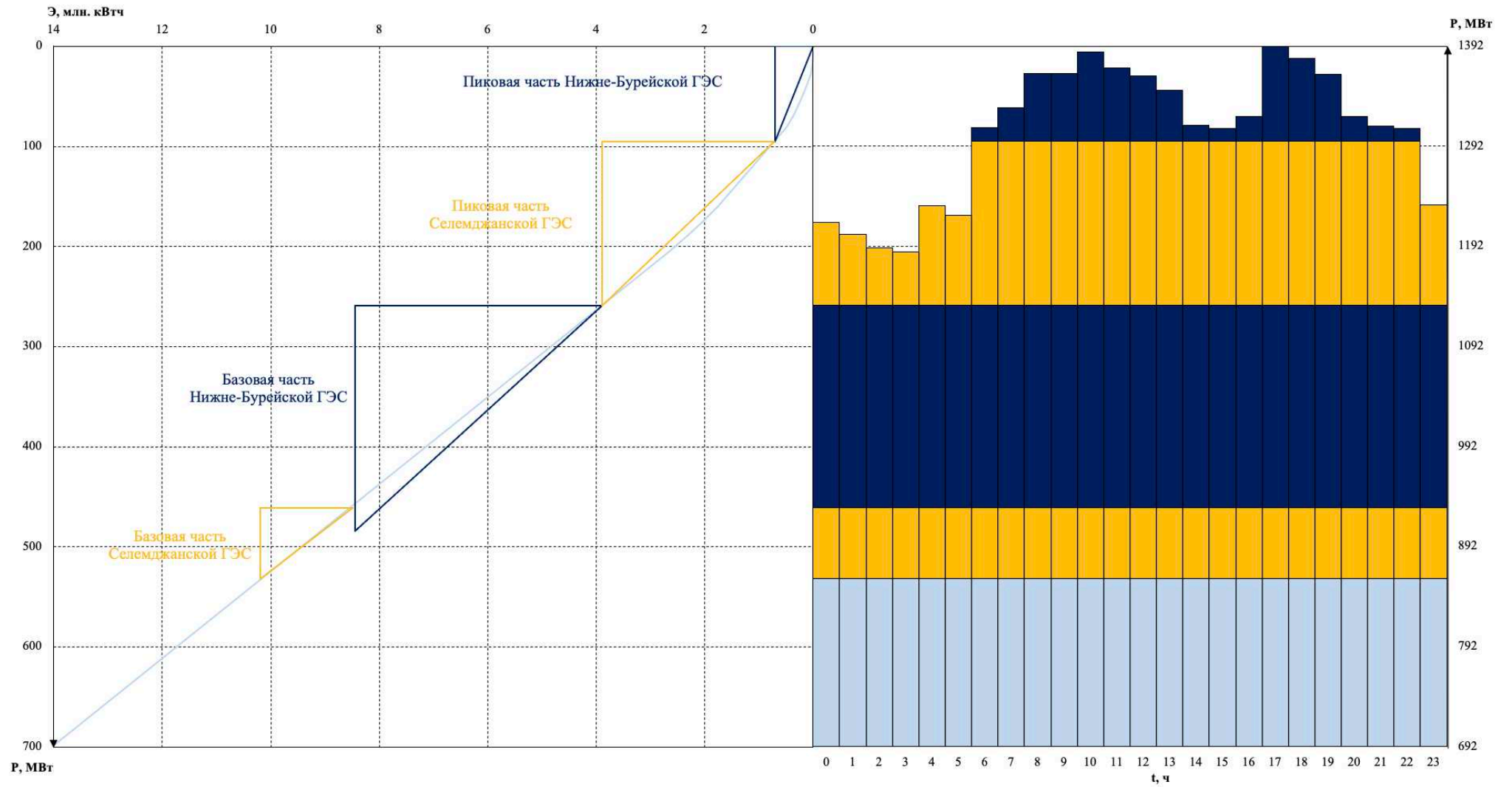


Рисунок Б.8 – Суточный график нагрузки ноября – февраля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

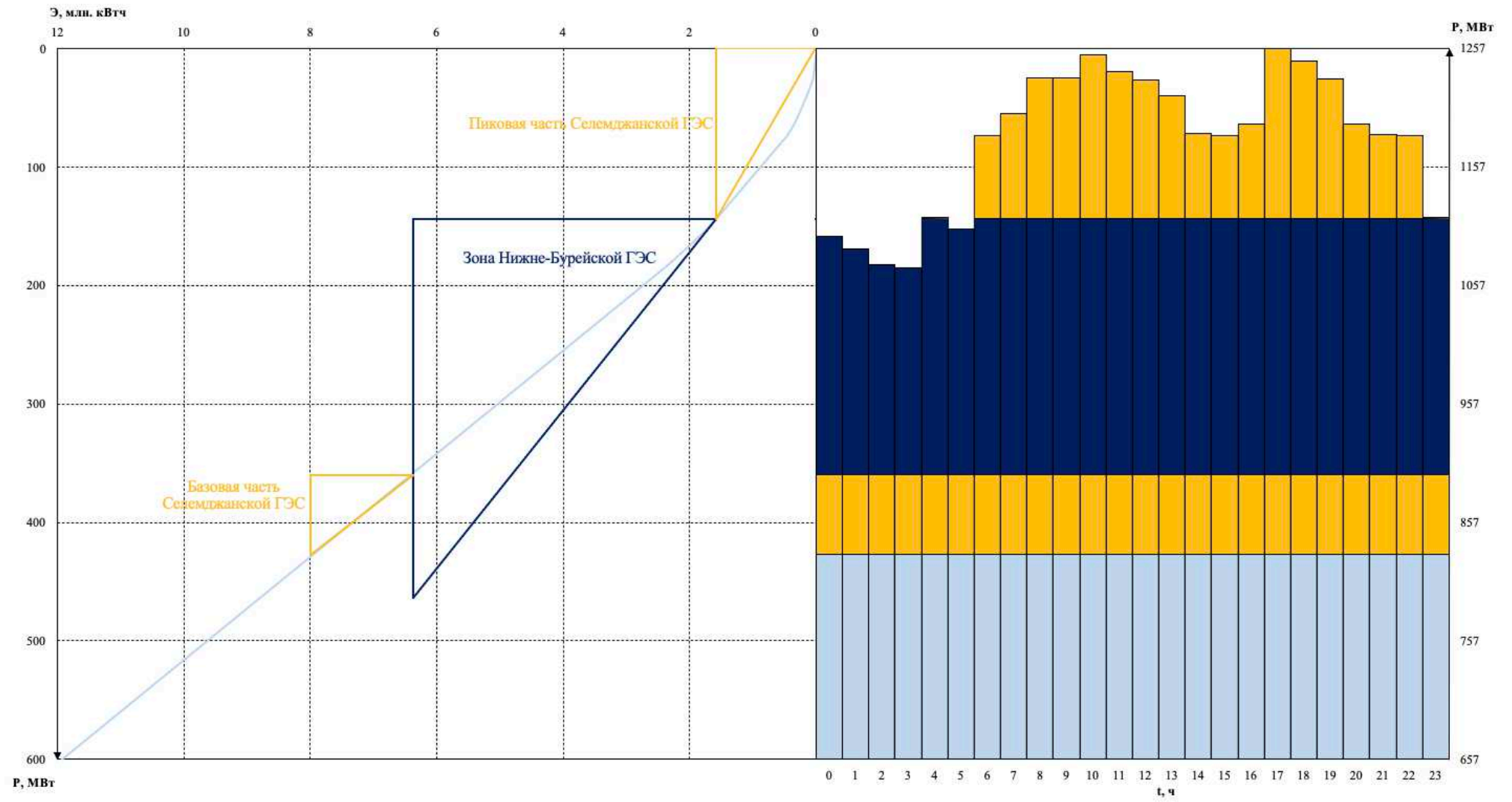


Рисунок Б.9 – Суточный график нагрузки октября – марта, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

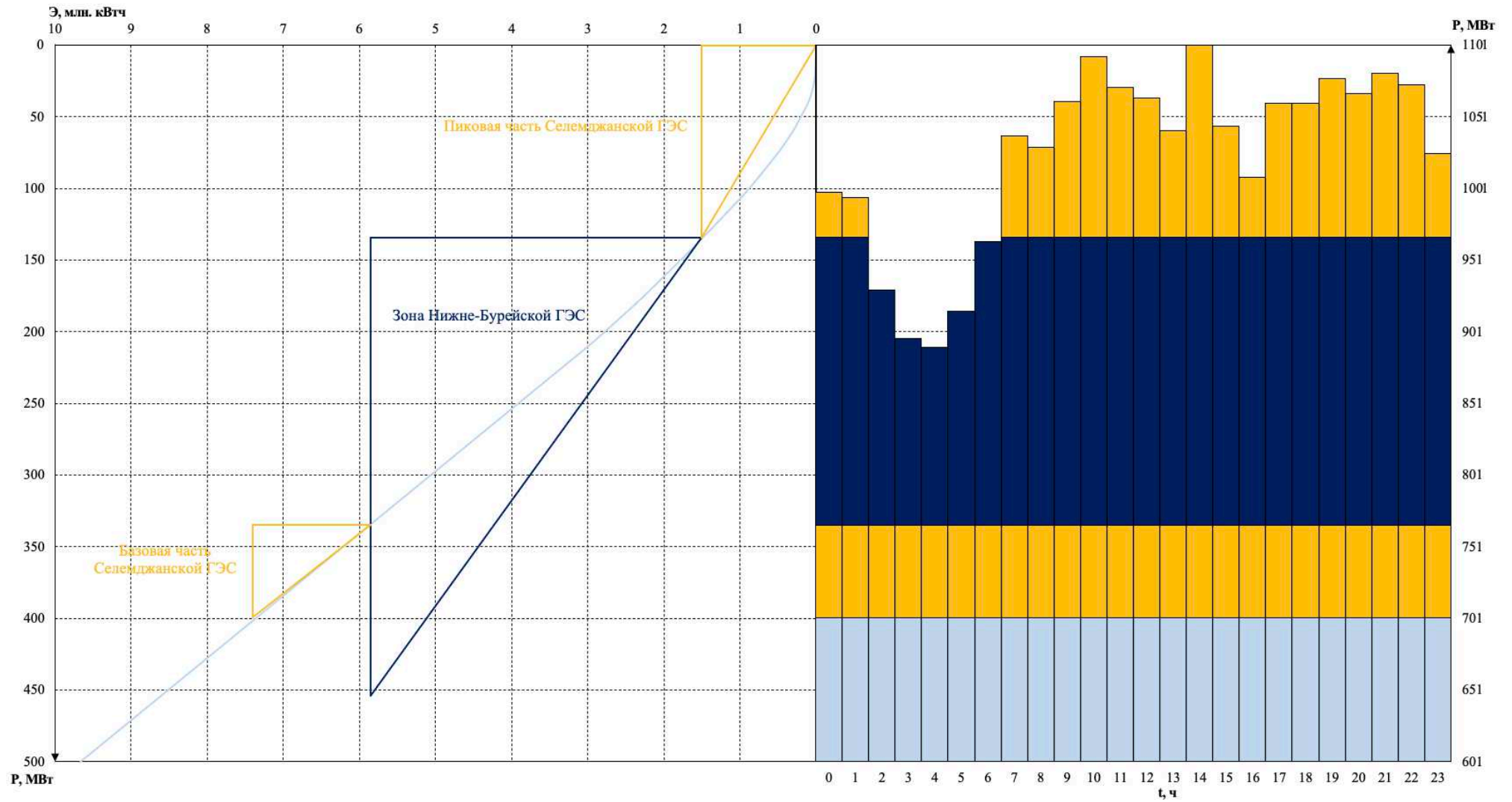


Рисунок Б.10 – Суточный график нагрузки сентября – апреля, совмещённый с ИКН

Продолжение приложения Б

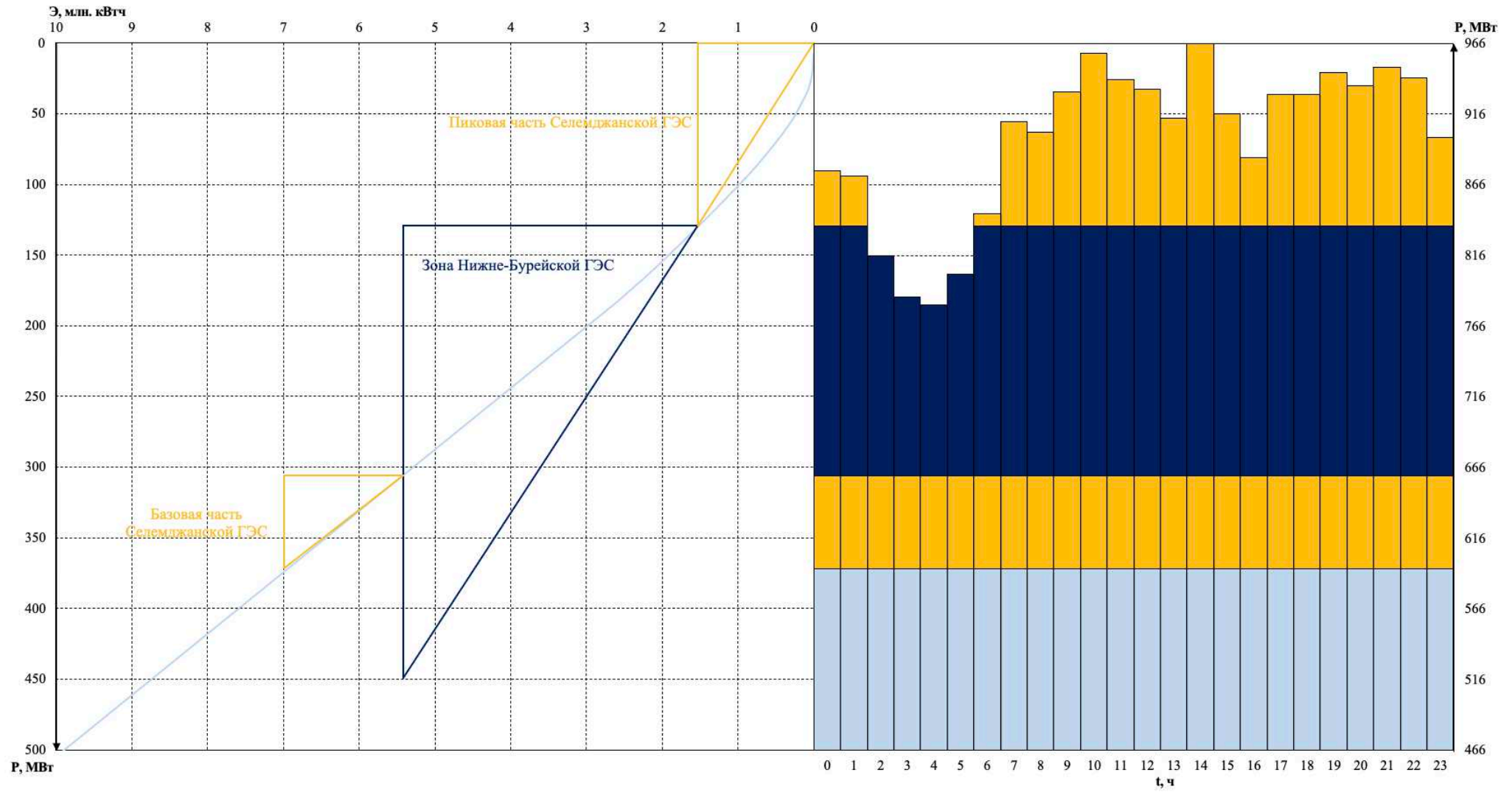


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки августа – мая, совмещённый с ИКН

Окончание приложения Б

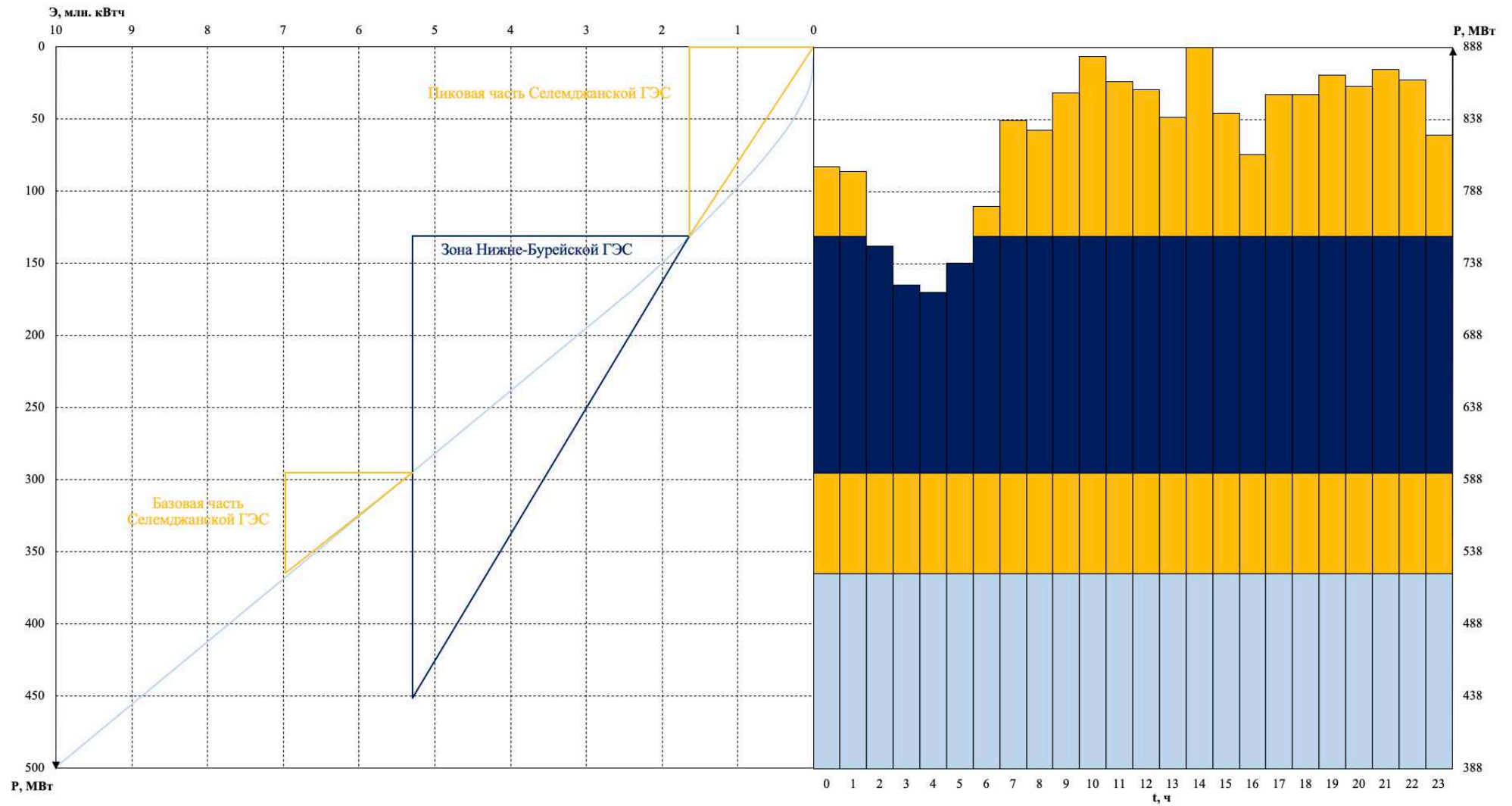


Рисунок Б.12 – Суточный график нагрузки июня – июля, совмещённый с ИКН

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Параметры моделей гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В
$H_{пред}$, м	50	50
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
n'_{opt} , мин ⁻¹	116	113
Q'_{opt} , л/с	1000	1100
$\eta_{m opt}$	0,916	0,910
$Q_{I max}$, л/с	1520	1705
$D'_{1м}$, м	0,460	0,350
$H_{мод}$, м	12	5
$t_{мод}$, °C	21	16
$\nu_{мод} \cdot 10^{-6}$, м ² /с	0,988	1,114

Таблица В.2 – Параметры гидротурбины ПЛ50-В

D_1 , м	4,25	4,5	5,3	5,6	6,7	7,1
η_T , о. е.	0,920	0,920	0,922	0,922	0,924	0,944
N'_{agr} , МВт	51,68	57,97	80,56	90,00	129,06	146,18
Z'_{agr} , ШТ	6,00	5,35	3,85	3,44	2,40	2,12
Z_{agr} , ШТ	6	6	4	4	3	3
N_{agr} , МВт	51,67	51,67	77,50	77,50	103,33	103,33
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
n'_c , об/мин	166,6	157,4	133,8	126,6	105,9	99,4
$n_{синх}$, об/мин	166,7	166,7	136,4	136,4	107,1	100
$n'_I(H_{min})$, об/мин	127,18	134,61	129,61	136,91	128,49	127,87
$n'_I(H_{max})$, об/мин	102,64	108,65	104,61	110,50	103,71	103,20
$n'_I(H_{расч})$, об/мин	116,06	122,85	118,28	124,94	117,27	116,70
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{расч})$	1,397	1,247	1,348	1,207	1,125	1,001
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{max})$	0,967	0,862	0,932	0,835	0,778	0,693
$Q'_I(H_{max})$, л/с	1,885	0,560	0,605	0,542	0,757	0,678
$Q'_I(H_{min})$, л/с	2,335	0,694	0,750	0,672	0,937	0,840

Таблица В.3 – Параметры гидротурбины ПЛД50-В60

D_1 , м	4,25	5,3	5,6	6,3	6,7
η_T , о. е.	0,912	0,914	0,915	0,916	0,917
N'_{agr} , МВт	57,48	89,62	100,12	126,88	143,59
Z'_{agr} , ШТ	5,39	3,46	3,10	2,44	2,16
Z_{agr} , ШТ	6	4	4	3	3
N_{agr} , МВт	51,67	77,50	77,50	103,33	103,33
$m(\Delta_1)$, о. е.	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
n'_c , об/мин	163,9	131,6	124,6	110,8	104,2

Продолжение приложения В

Окончание таблицы В.3

$D_1, \text{м}$	4,25	5,3	5,6	6,3	6,7
$n_{\text{синх}}, \text{об/мин}$	166,7	136,4	125	115,4	107,1
$n'_i(H_{\min}), \text{об/мин}$	125,93	128,33	124,22	128,94	127,22
$n'_i(H_{\max}), \text{об/мин}$	101,64	103,58	100,26	104,07	102,68
$n'_i(H_{\text{расч}}), \text{об/мин}$	114,92	117,12	113,37	117,67	116,10
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,397	1,348	1,207	1,272	1,125
$Q'_p \cdot \eta_T(H_{\max})$	0,967	0,932	0,835	0,880	0,778
$Q'_i(H_{\max}), \text{л/с}$	0,622	0,599	0,537	0,848	0,749
$Q'_i(H_{\min}), \text{л/с}$	0,771	0,743	0,665	1,050	0,928

Таблица В.4 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Параметры	ПЛ50-В-450	ПЛ50-В-560	ПЛ50-В-710	ПЛД50-В-560	ПЛД50-В-670
$H_{\max} = 45,9 \text{ м}$					
σ	0,230	0,215	0,153	0,174	0,146
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	130	194	261	197	262
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{м}$	563,98	564,37	564,74	564,38	564,74
$H_s, \text{м}$	-2,75	-2,01	0,86	-0,09	1,16
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{м}$	561,23	562,36	565,60	564,29	565,91
$H_{\text{расч}} = 35,9 \text{ м}$					
σ	0,480	0,446	0,294	0,366	0,329
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	168	251	331	252	335
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{м}$	564,22	564,68	565,08	564,69	565,10
$H_s, \text{м}$	-9,35	-8,12	-2,68	-5,27	-3,92
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{м}$	554,86	555,56	562,40	559,42	561,18
$H_{\min} = 29,9 \text{ м}$					
σ	0,437	0,403	0,274	0,336	0,301
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	145	216	290	220	290
$Z_{\text{НБ}}(Q), \text{м}$	564,08	564,49	564,88	564,38	564,88
$H_s, \text{м}$	-5,21	-4,18	-0,31	-2,17	-1,13
$\nabla Z_{\text{р.к.}}, \text{м}$	558,87	560,31	564,57	562,21	563,75

Таблица В.5 – Основные параметры генератора СВ-1160/135-60

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$P_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$\cos\varphi$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{кА}$	$n_{\text{ном}}, \text{об/мин}$	$n_{\text{уг}}/n_{\text{ном}}$	x''_d	x'_d	x_d
128,7	103	0,8	13,8	5,38	100	1,05	0,22	0,32	1,05

Таблица В.6 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения						
	вх	1	2	3	4	5	6
r_i	12,35	11,76	11,17	10,57	9,98	9,39	8,80
b_i	5,56	5,06	4,61	4,20	3,83	3,51	3,23
r_k	6,17	6,04	5,92	5,81	5,71	5,63	5,55

Продолжение приложения В

Продолжение таблицы В.6

Величина	Сечения						
	вх	1	2	3	4	5	6
r_k/r_a	1,15	1,13	1,11	1,09	1,07	1,05	1,04
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,14	0,12	0,10	0,08	0,07	0,05	0,04
r_i/r_a	2,31	2,20	2,09	1,98	1,87	1,76	1,65
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,84	0,79	0,74	0,68	0,62	0,56	0,50
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	4,65	3,99	3,39	2,86	2,39	1,98	1,61
$r_k \cdot ctgy$	23,04	22,55	22,09	21,68	21,32	20,99	20,72
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	3,30	2,74	2,23	1,79	1,39	1,05	0,76
m_i	3,08	2,58	2,12	1,71	1,35	1,03	0,75
J_i	4,77	4,17	3,62	3,13	2,69	2,29	1,94
φ_i°	225,00	196,74	171,03	147,79	126,88	108,16	91,42
a_i	7,00	6,41	5,82	5,22	4,63	4,04	3,45

Окончание таблицы В.6

Величина	Сечения						
	7	8	9	10	11	12	вых
r_i	8,21	7,62	7,03	6,44	5,847	5,256	4,665
b_i	3,00	2,81	2,66	2,56	2,50	2,49	2,51
r_k	5,49	5,44	5,40	5,37	5,35	5,35	5,36
r_k/r_a	1,03	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00
$\ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,03	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
r_i/r_a	1,53	1,42	1,31	1,20	1,09	0,98	0,87
$\ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	0,43	0,35	0,27	0,19	0,09	-0,02	-0,14
$b_i \cdot \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right)$	1,28	0,99	0,73	0,47	0,22	-0,04	-0,34
$r_k \cdot ctgy$	20,48	20,29	20,14	20,04	19,98	19,97	20,00
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right)$	0,52	0,33	0,18	0,07	0,02	0,00	0,03
m_i	0,51	0,32	0,18	0,07	0,02	0,00	0,03
J_i	1,62	1,33	1,07	0,81	0,56	0,30	0,00
φ_i°	76,41	62,84	50,34	38,43	26,56	13,99	-0,19
a_i	2,86	2,27	1,68	1,09	0,50	-0,09	-0,68

Таблица В.7 – Данные для построения плана спиральной камеры

$\varphi,^\circ$	0	15	30	45	60	75	90	105
$r, м$	4,65	5,14	6,00	6,75	7,50	8,15	8,75	9,28

Продолжение приложения В

Окончание таблицы В.7

$\varphi, ^\circ$	120	135	150	165	180	195	210	225
$r, \text{м}$	9,78	10,20	10,63	11,00	11,35	11,70	12,05	12,35

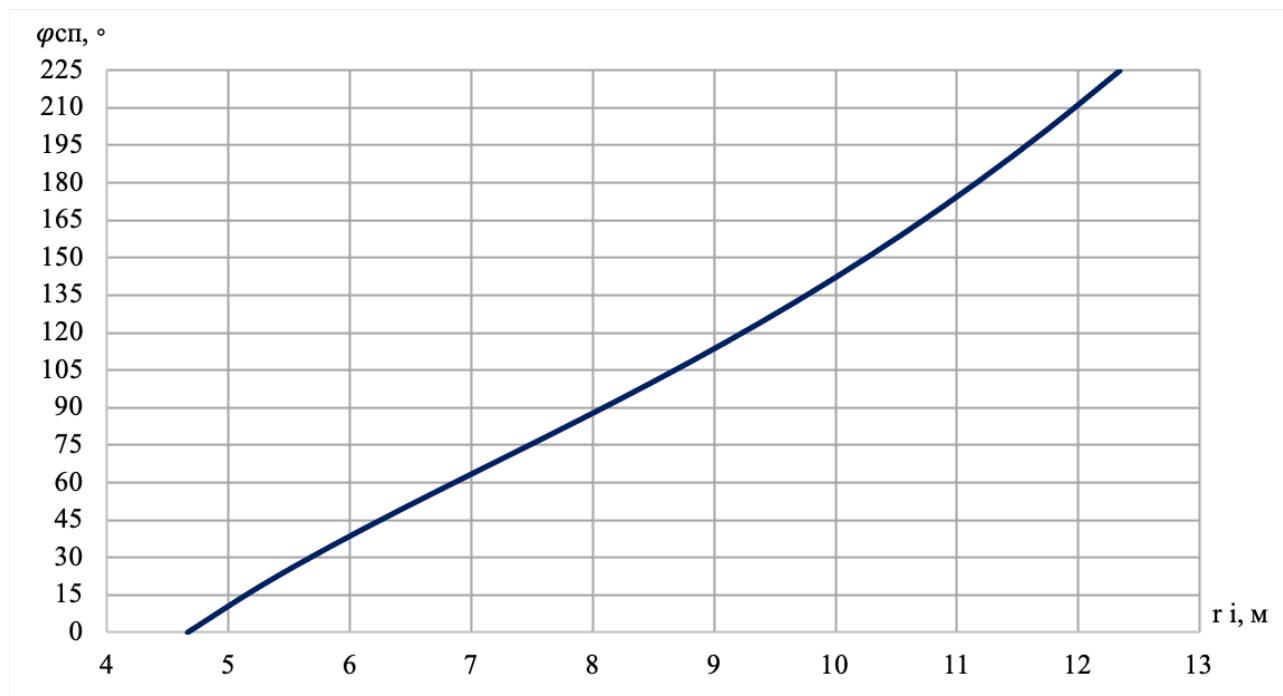


Рисунок В.1 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Продолжение приложения В

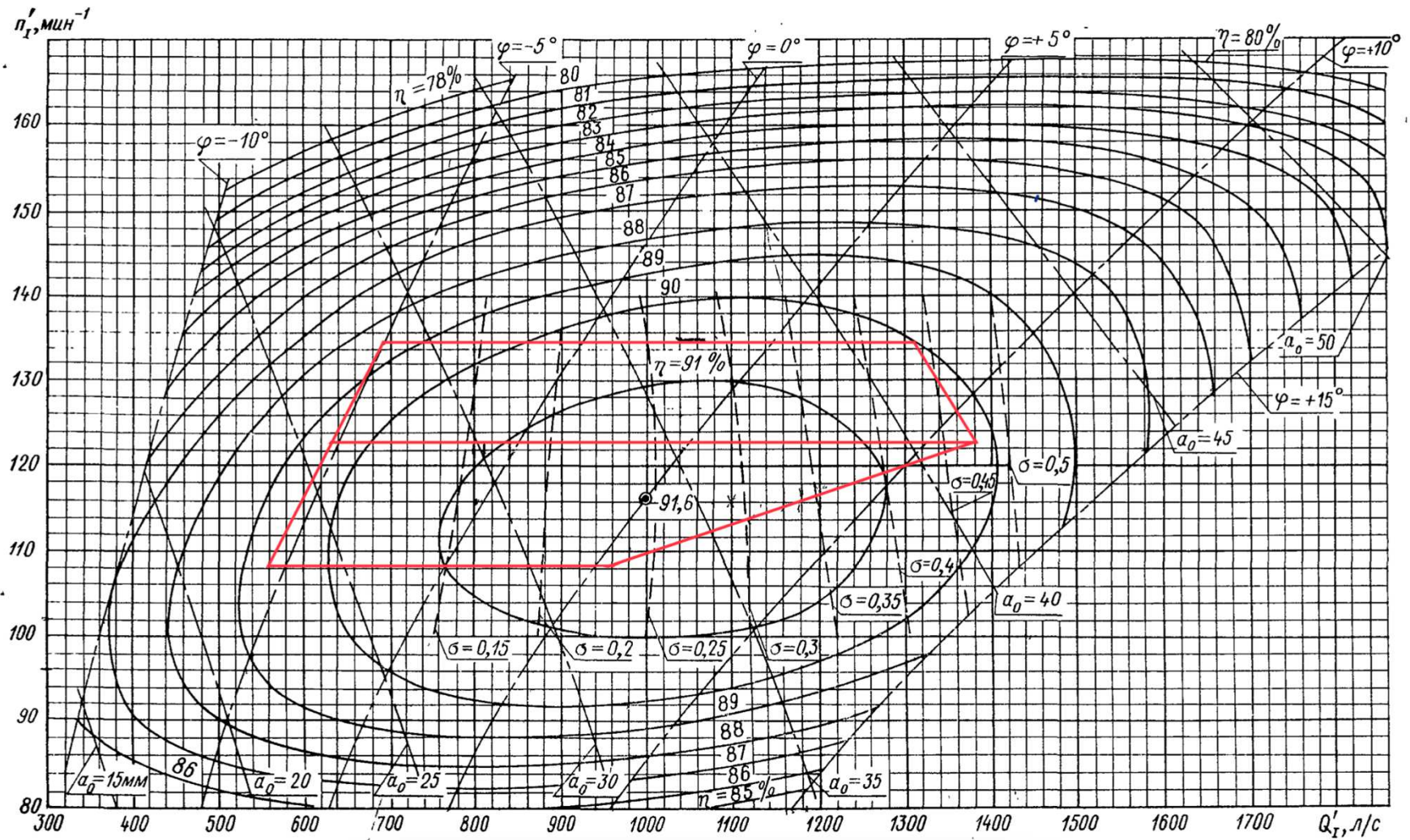


Рисунок В.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ150-В-450

Продолжение приложения В

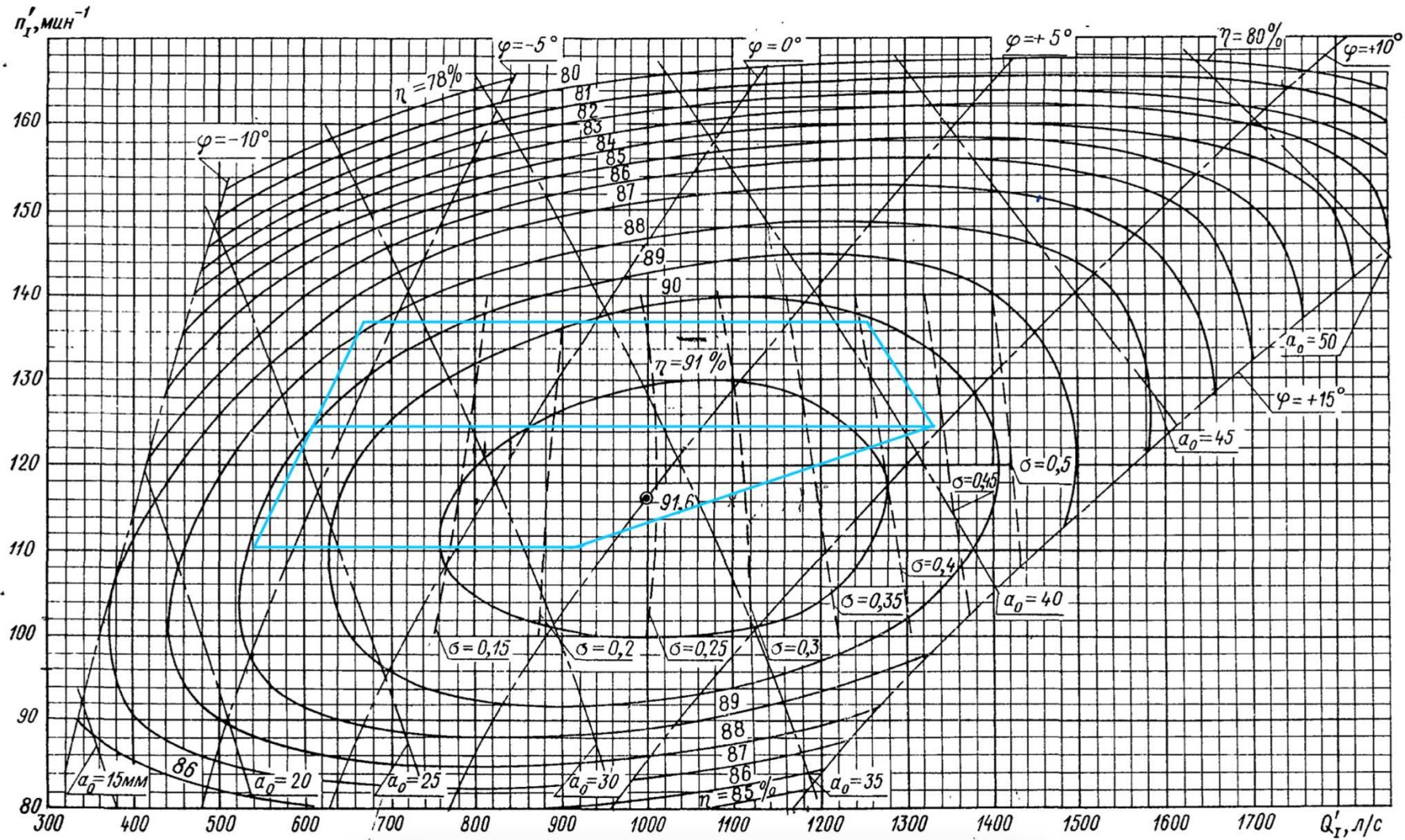


Рисунок В.3 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ50-В-560

Продолжение приложения В

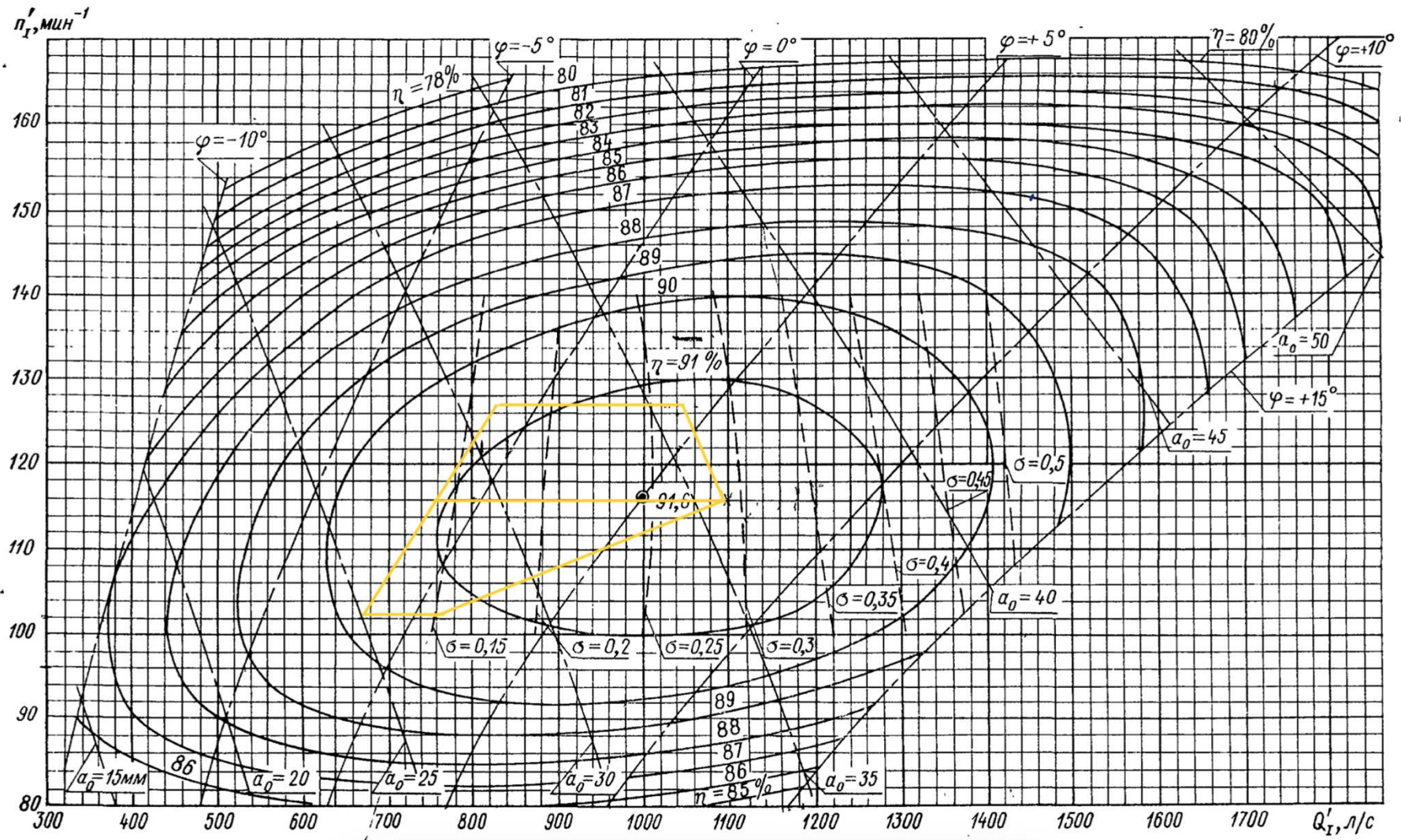


Рисунок В.4 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ50-В-710

Продолжение приложения В

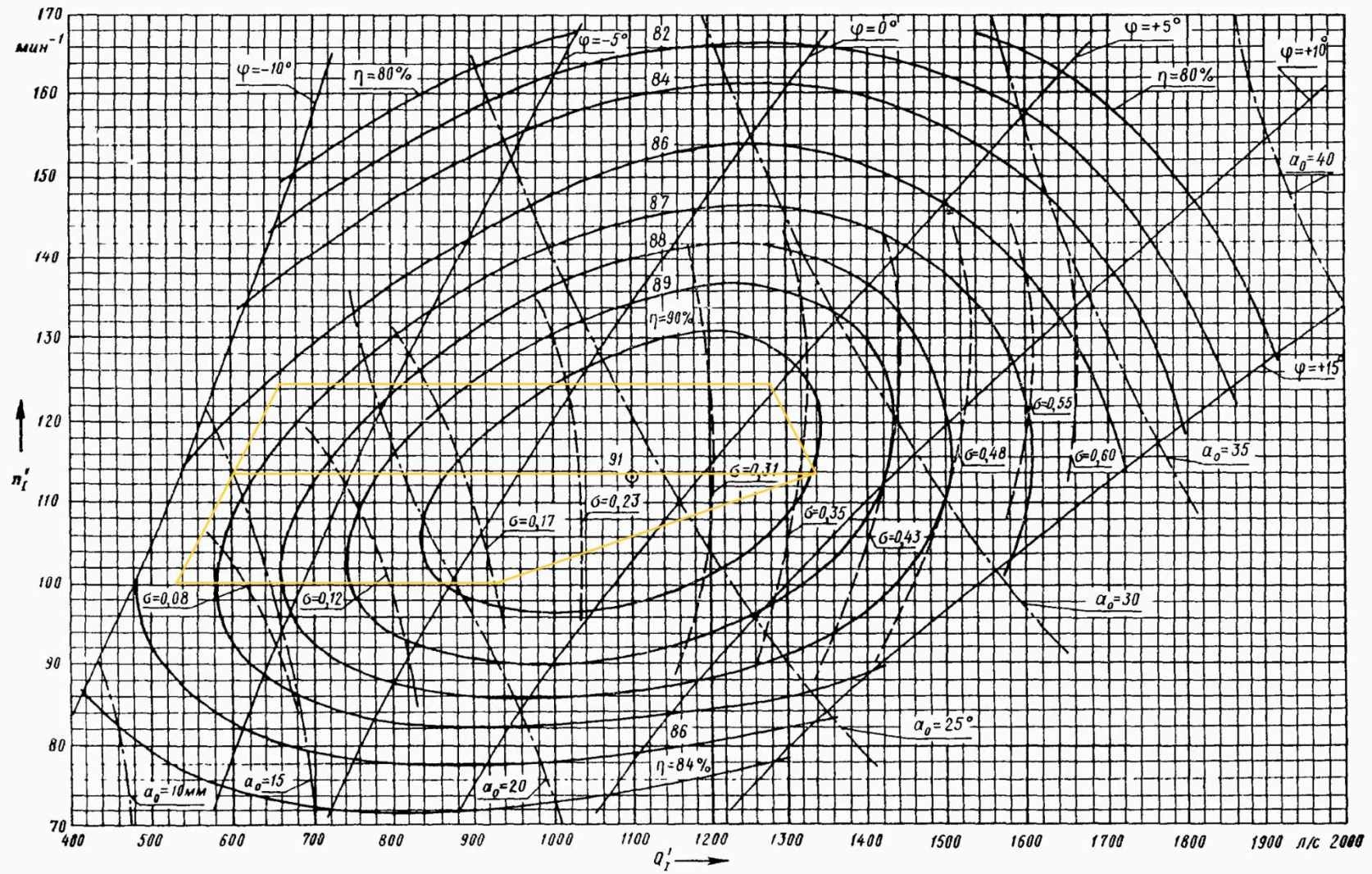


Рисунок В.5 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД50-В-560

Продолжение приложения В

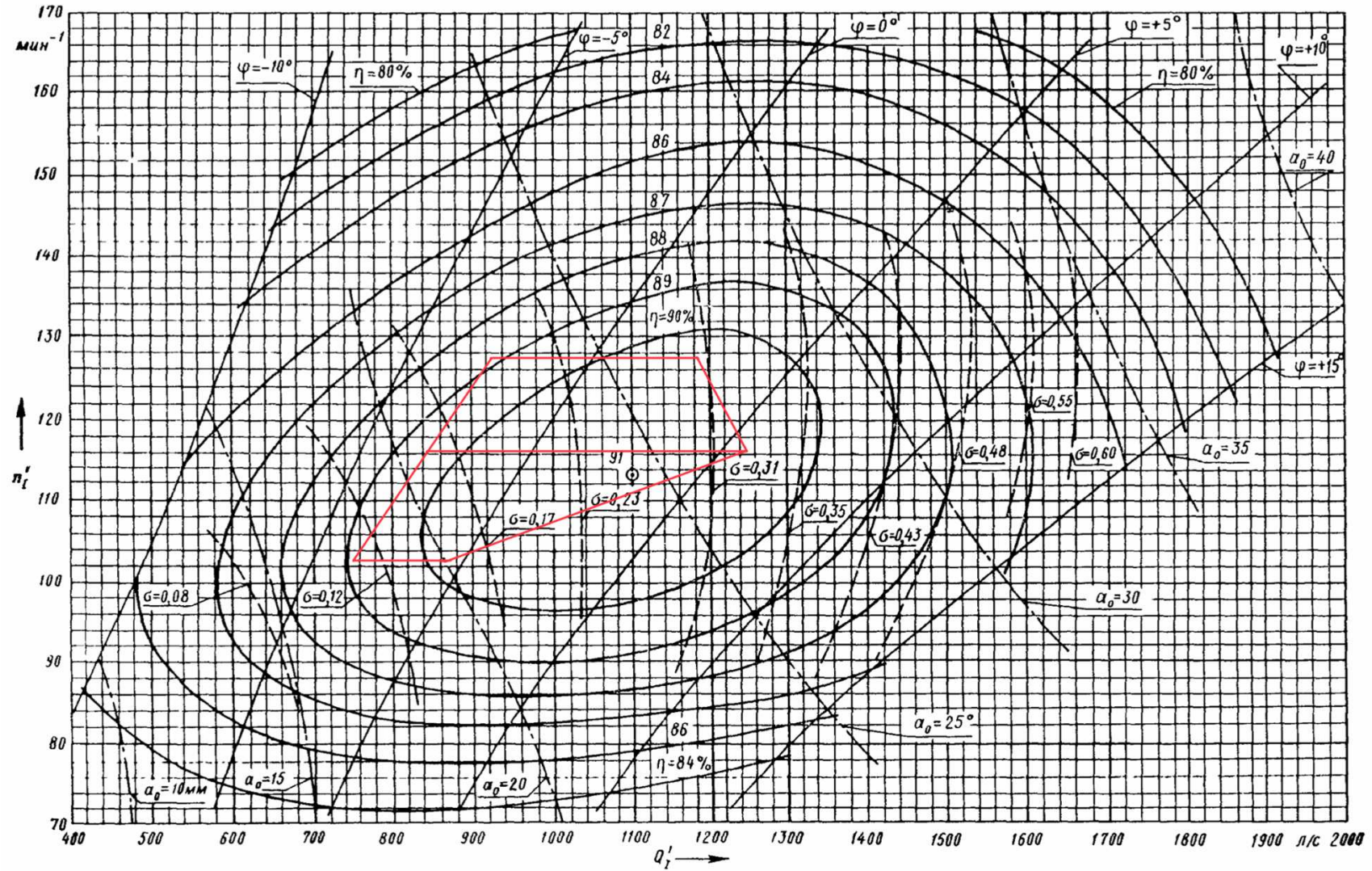


Рисунок В.6 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД50-В-670

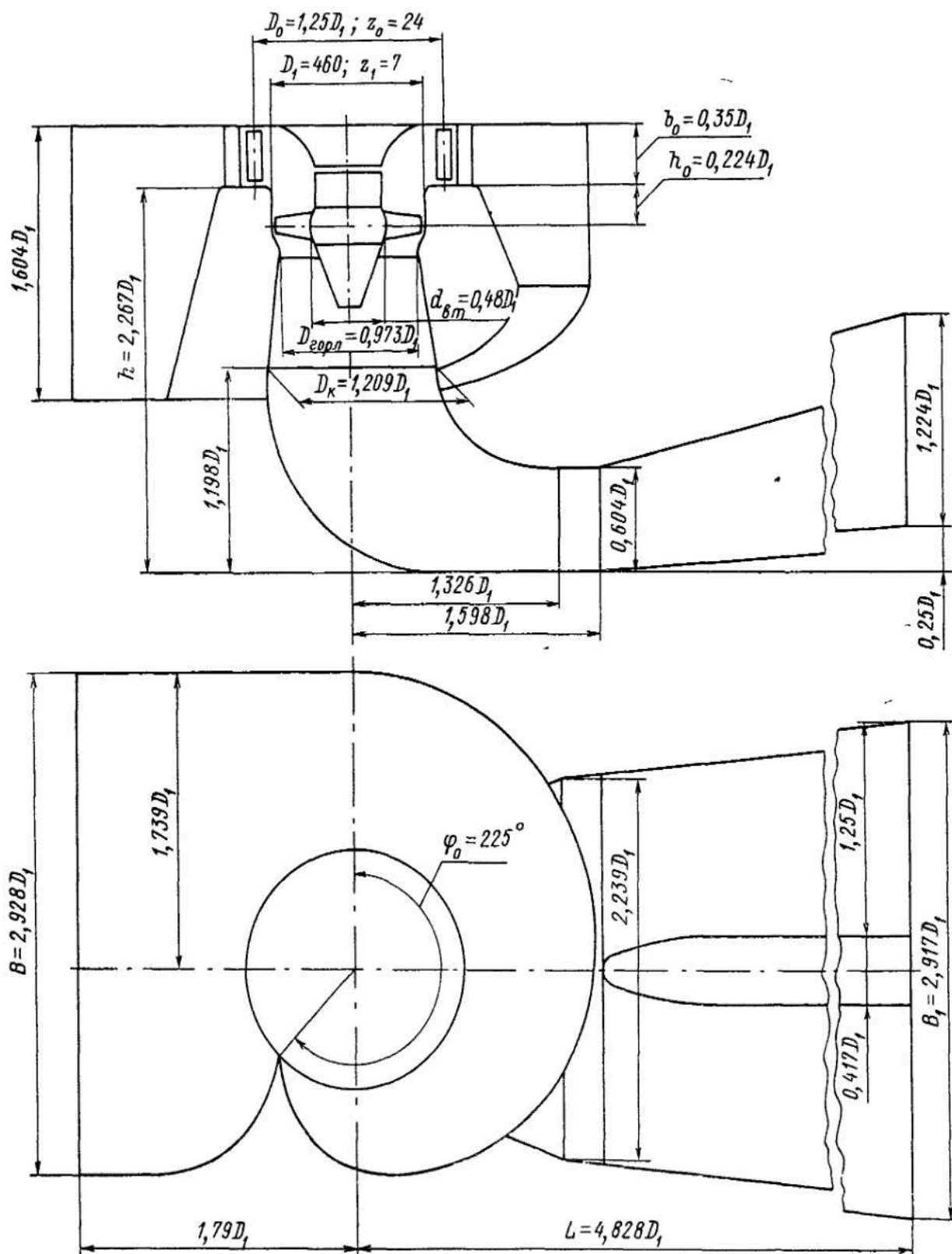


Рисунок В.5 – Проточная часть гидротурбины ПЛ150-В

Окончание приложения В

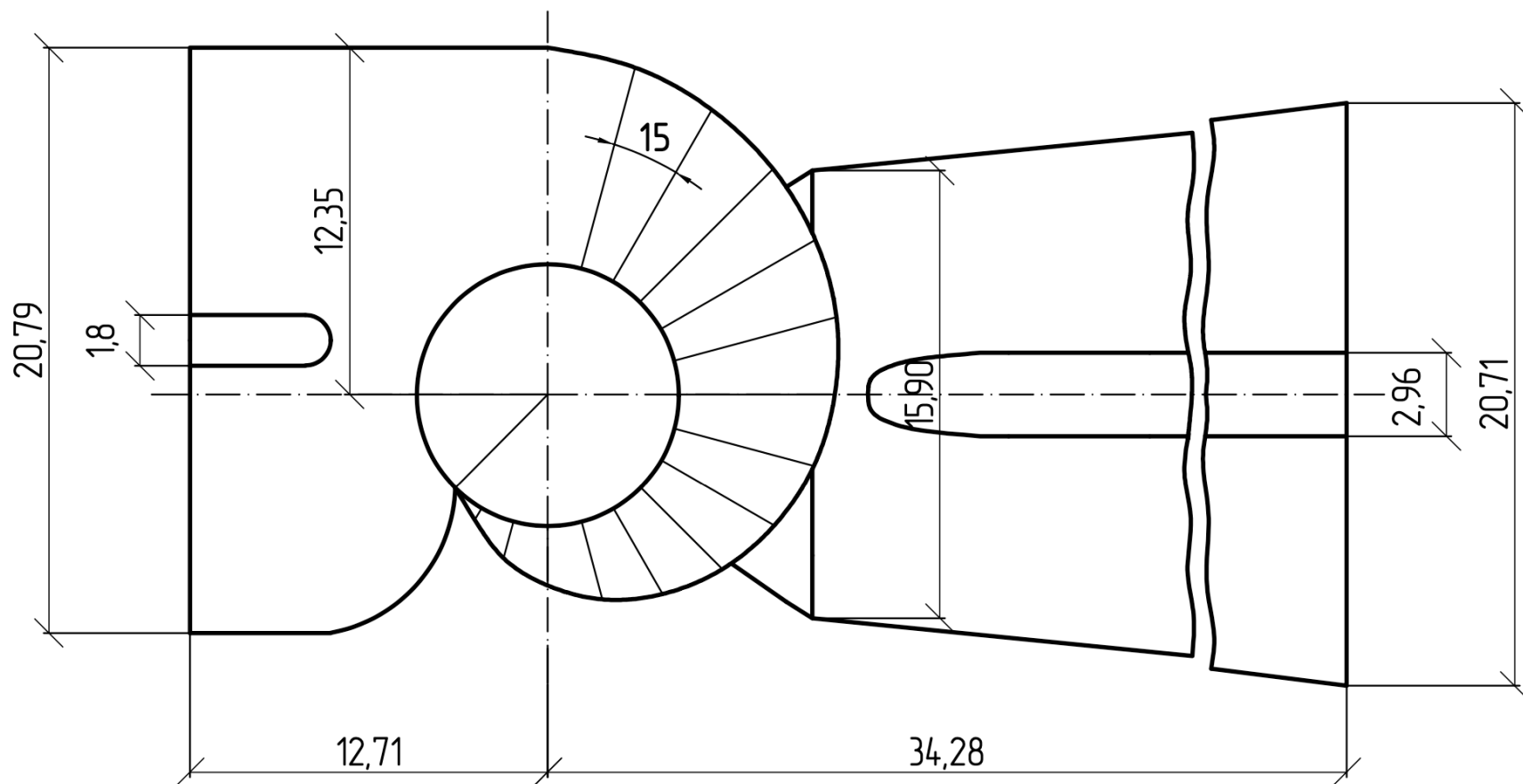


Рисунок В.6 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Электрическая часть

Таблица Г.1 – Паспортные данные гидрогенератора СВ-1160/135-60

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
128,7	103	13,8	0,8	100	0,22	0,32	1,05

Таблица Г.2 – 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	13,8	11	660	130	0,088

Таблица Г.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-400000/220

$S_{\text{НОМ}}$, МВ · А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %	$\Delta P_{\text{К}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{Х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
400	242	13,8	11	850	280	0,3

Таблица Г.4 – Паспортные данные трансформатора ТС-4000/13,8

$S_{\text{НОМ}}$, МВ · А	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{К}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
4,0	13,8	6,3	5,5

Таблица Г.5 – Стоимость оборудования

Оборудование	Стоимость, тыс. руб.
ТДЦ-160000/220	776175
ТДЦ-400000/220	1493400
ТС-4000/13,8	76635
КРУЭ-220	11690

Таблица Г.6 – Место короткого замыкания и результат расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{\text{п.о}}$, кА	I_{γ} , кА
1ф	7	21,50	52,21
3ф	7	14,55	35,33
3ф	1	27,39	75,74

Таблица Г.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$U_{\text{НОМ}} = 13,8$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 20$ кВ	$U_{\text{НОМ}} = 20$ кВ
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5,653$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 12,5$ кА	$I_{\text{НОМ}} = 8000$ А
$I_{\text{п0}} = 27,39$ кА	$I_{\text{отк}} = 90$ кА	$i_{\text{эл.ст}} = 250$ кА

Продолжение приложения Г

Окончание приложения Г.7

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-20	Разъединитель РВРЗ-20/8000
$i_y = 75,74 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.ст}} = 250 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 27,39^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 75,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.8 – Сводная таблица по выбору трансформатора тока

Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma.\text{раб}} = 5653 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$

Таблица Г.9 – Сводная таблица по выбору трансформатора напряжения

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

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
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 236 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 21,50 \text{ кА}$	$i_{\text{отк}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 52,21 \text{ кА}$	$i_{\text{Т}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 21,50^2 \cdot (0,09 + 0,01) = 46,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица Г.12 – Технические характеристики трансформатора тока

Параметры трансформаторов тока	
Класс точности вторичных обмоток	
Для учёта	0,25
Для измерений	0,5

Продолжение проложения 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	

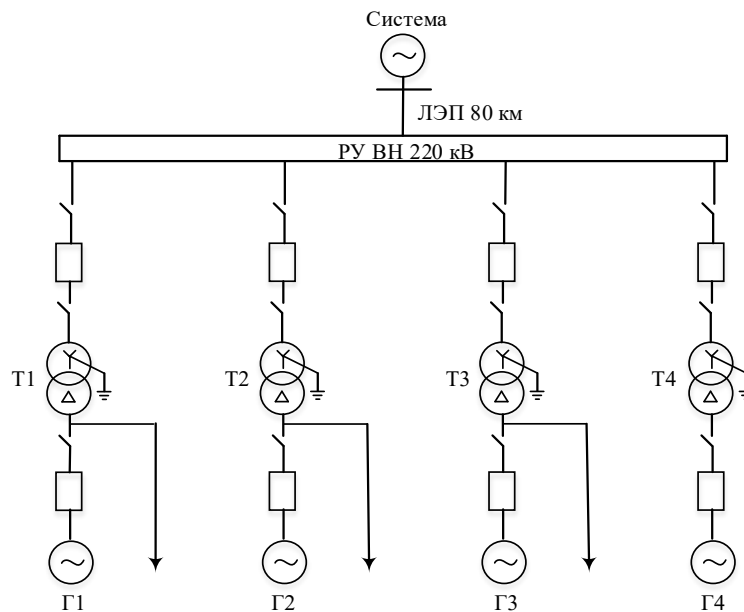


Рисунок Г.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

Продолжение приложения Г

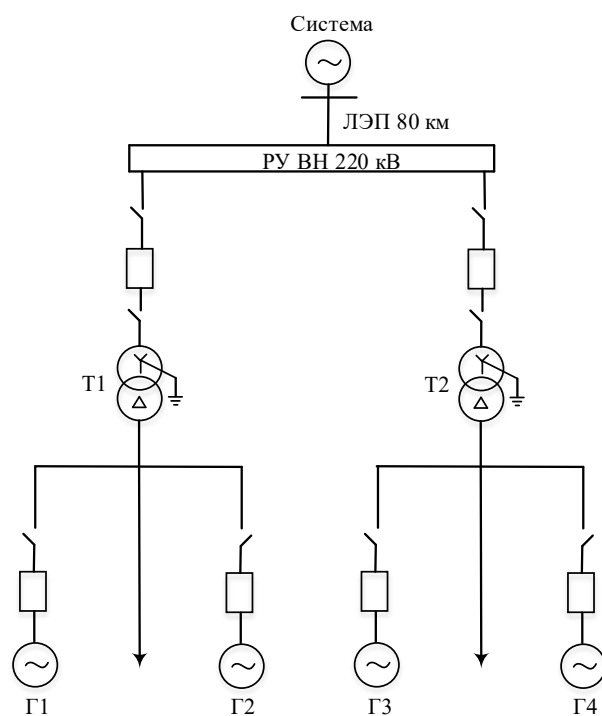


Рисунок Г.2 – Структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками

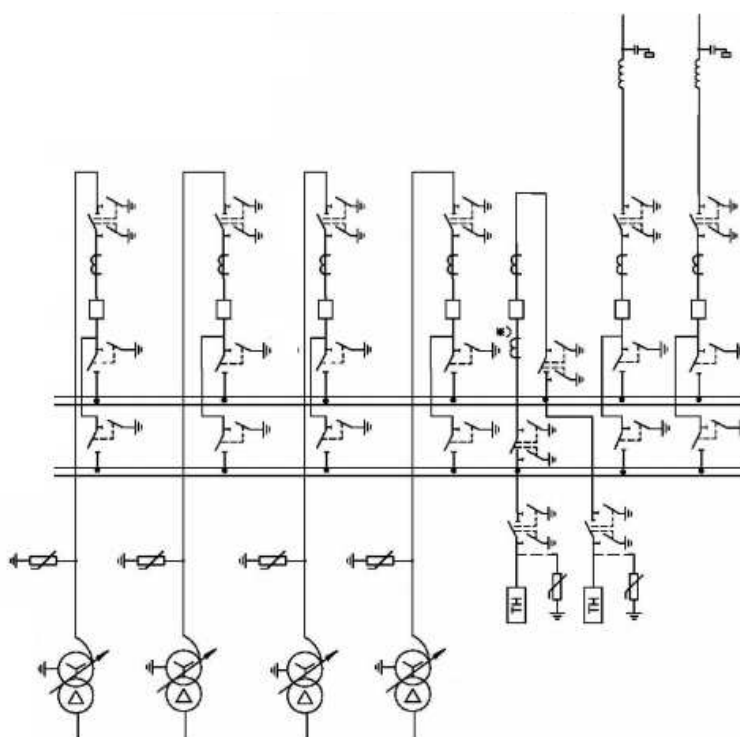


Рисунок Г.3 – Схема РУ ВН 220 кВ

Продолжение приложения Г

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		14				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		14				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор 3		14				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок 1		14				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок 2		14				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок 3		14				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ		242				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		242				

Рисунок Г.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	1	4			Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	2	5			Генератор 2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл	Выкл	3	6			Генератор 3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	4	7			Блок 1 - КРУЭ	0,97	32,21					0,057
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	5	7			Блок 2 - КРУЭ	0,97	32,21					0,057
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	Тр-р	6	7			Блок 3 - КРУЭ	0,97	32,21					0,057
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	Выкл	7	8			КРУЭ - Система	7,26	26,10					

Рисунок Г.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,023	0,330	0,023	0,330	0,069	0,990	15,590
2			2	Генератор 2	2	0,023	0,330	0,023	0,330	0,069	0,990	15,590
3			3	Генератор 3	3	0,023	0,330	0,023	0,330	0,069	0,990	15,590
4			5	Система	10	29,600	325,360	29,600	325,360	29,600	325,360	242,000

Рисунок Г.6 – Исходные данные по генераторам

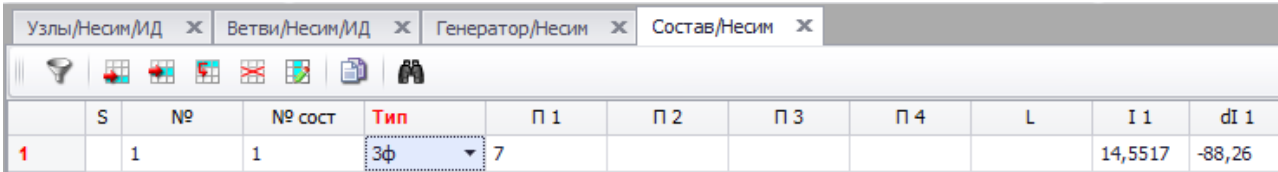
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1					27,3949	-86,03

Рисунок Г.7 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на генераторе
Продолжение приложения Г

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r 1	x 1	I 2	dI 2	r 2	x 2	I 0	dI 0
1		1	1	1ф	7					7,1667	-88,23			7,1667	-88,23			7,1667	-88,23

Рисунок Г.8 – Результат расчёта токов однофазного КЗ на РУ

Окончание приложения Г



S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	7					14,5517	-88,26

Рисунок Г.9 – Результат расчёта токов трёхфазного КЗ на РУ

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Устройства релейной защиты и автоматизации энергетических систем

Таблица Д.1 – Паспортные данные генератора СВ-1160/135-60

Наименование показателя		Значение показателя
Мощность номинальная	полная, МВ · А	128,7
	активная, МВт	103
Номинальное напряжение, кВ		10,5
Коэффициент мощности, о. е.		0,85
Частота, Гц		50
Частота вращения, об/мин		136,4
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей), о. е.		1
Номинальный ток статора, А		2458
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1100
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		300
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное, о. е.	1,01
	переходное, о. е.	0,33
	сверхпереходное, о. е.	0,24
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о. е.		0,20
Ёмкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,7

Таблица Д.2 – Паспортные данные трансформатора ТРДЦН-160000/220

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная мощность, МВ · А	160
Номинальное напряжение, кВ	242/13,8
Напряжение короткого замыкания, %	11
Группа соединения	$D/Y_n - 11$

Таблица Д.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	ТСЗ-4000/13,8
Мощность номинальная, кВ · А	4000
Номинальное напряжение, кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания, %	6,0

Таблица Д.4 – Параметры трансформатора тока ТШЛ-10-6000/5

$U_{НОМ}$, кВ	$U_{раб}^{max}$, кВ	n , Гц	$I_{НОМ}^1$, А	$I_{НОМ}^2$, А	Класс точности вторичных обмоток	
					для измерений	для защиты
10	12	50	6000	5	0,5	5P

Таблица Д.5 – Параметры трансформатора возбуждения ТСЗП-320/13,8 УЗ

$P_{НОМ}$, кВ · А	$U_{НОМ}^{НН}$, кВ	$U_{НОМ}^{ВН}$, кВ	n , Гц	Число фаз	$P_{Х.Х.}$, кВт	$P_{К.З.}$, кВт	U_k , %
320	0,66	13,8	50	3	1000	4,5	5,3

Продолжение приложения Д

Таблица Д.6 – Параметры трансформатора тока ТОЛ-10-15/1

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_{\text{раб}}^{\text{max}}, \text{кВ}$	$n, \text{Гц}$	$I_{\text{ном}}^1, \text{А}$	$I_{\text{ном}}^2, \text{А}$	Класс точности вторичных обмоток	
					для измерений	для защиты
10	12	50	15	1	0,5	5P

Таблица Д.7 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Таблица Д.8 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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

Таблица Д.9 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Таблица Д.10 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Продольная дифференциальная защита	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{\text{ср.о}}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	–
		Уставка начального торможения, $I_{\text{нт}}$	$0,5 \cdot I_H$	2,24 А
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	6,73 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора	U_0	t_1	U_{01G}	5 В
		t_2	U_{0G}	15 В
	$U_{0з}$	Коэффициент торможения, K_T	1,5	–

Продолжение приложения Д

Окончание таблицы Д.10

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Защита от повышения напряжения	$U >$	2 степень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 степень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных КЗ и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,1 \cdot I_H$	0,45 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,67 А
		ОТС I	$I_{2ОТС}$	$0,22 \cdot I_H$	0,99 А
Защита от симметричных КЗ и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,80 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,28 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	6,87 А
Дистанционная защита	$Z <$	1 степень	Z_1	0,083	1,06 Ом
			Z_{CM1}	$0,15 \cdot Z_1$	0,16 Ом
		2 степень	Z_2	0,35	4,45 Ом
			Z_{CM2}	$0,15 \cdot Z_2$	0,67 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_P	СО	$I_{P СИГН}$	$1,07 \cdot I_{НОМ,Р}$	0,95 А
		ПО	$I_{P ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{НОМ,Р}$	0,98 А
		ОТС	$I_{P ПУСК}$	$2,245 \cdot I_{НОМ,Р}$	2,00 А

Таблица Д.11 – Матрица отключений

Наименование	Обозначение	Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖГ ГГ	Отключение В-220 и В-ТЧН	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 степень	+	+	-	-	-	-	
		1 степень	+	+	-	-	-	-	
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.10

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		+	+	-	-	-	-	-

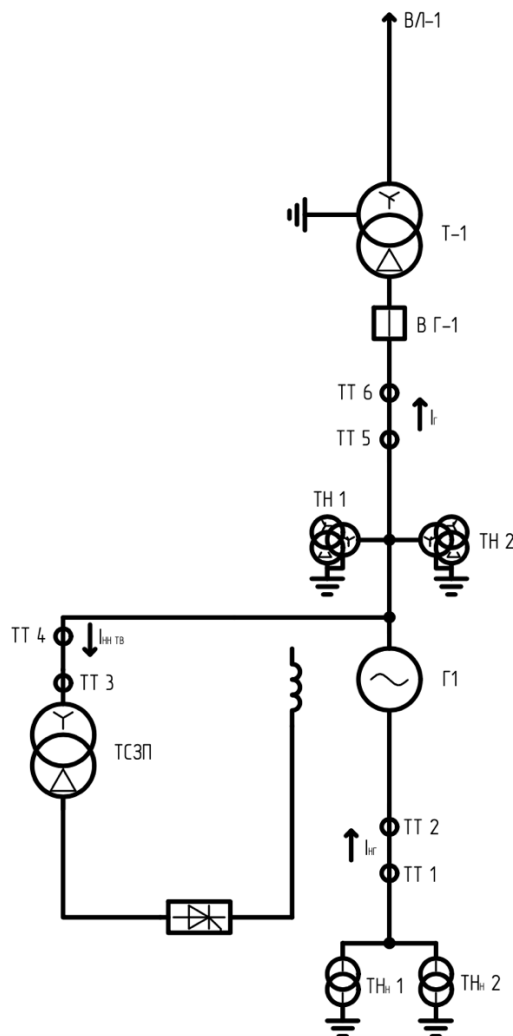


Рисунок Д.1 – Расчётная схема

Продолжение приложения Д

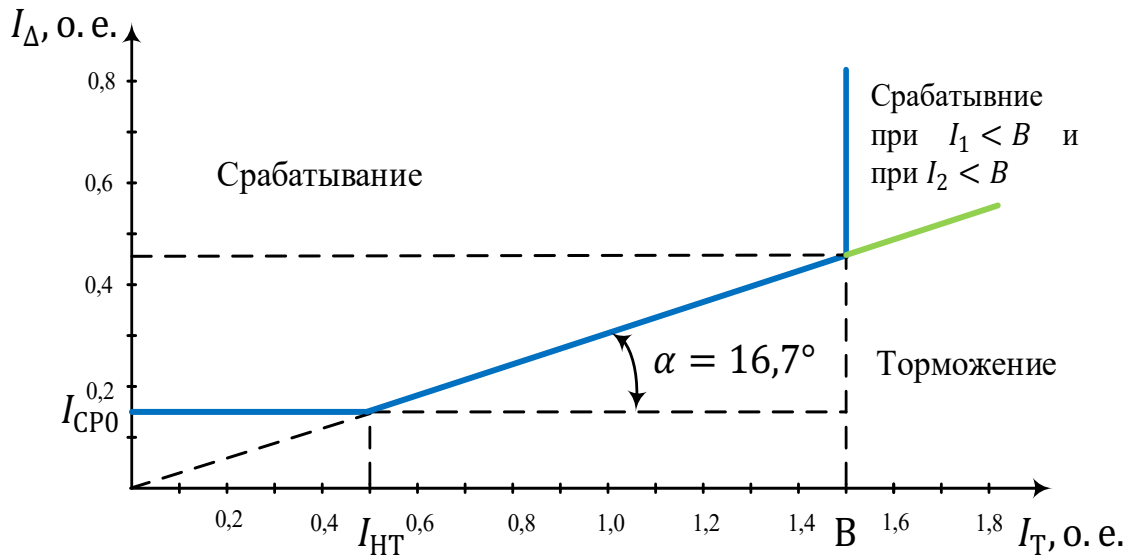


Рисунок Д.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

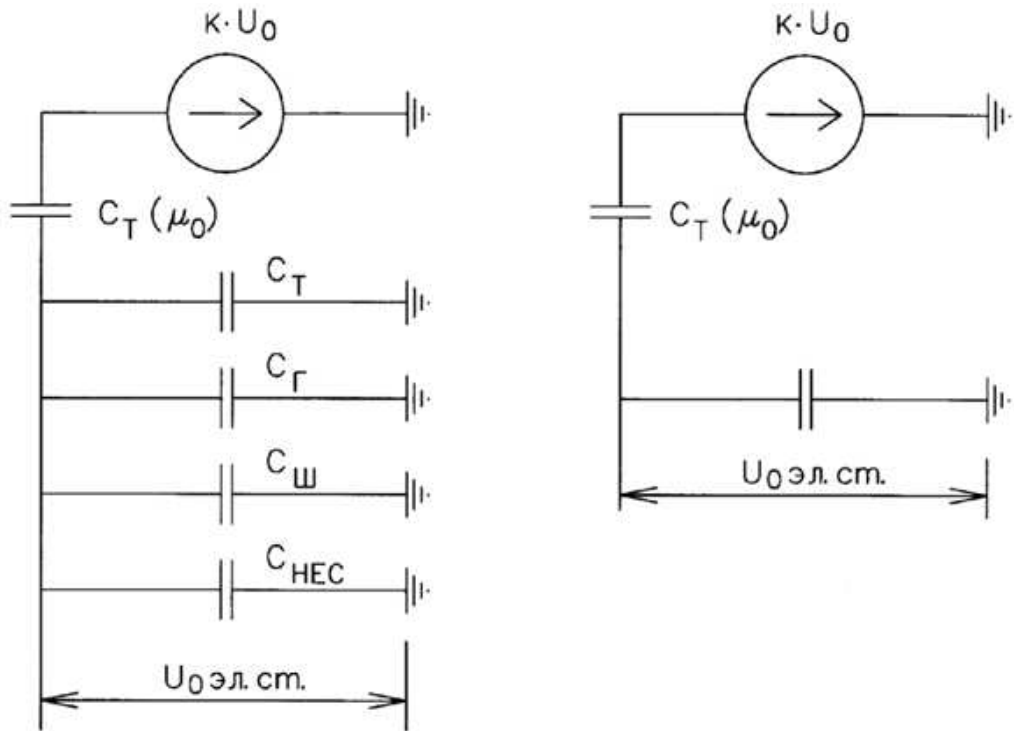


Рисунок Д.3 – Схема замещения для определения U_0 эл.ст.

Продолжение приложения Д

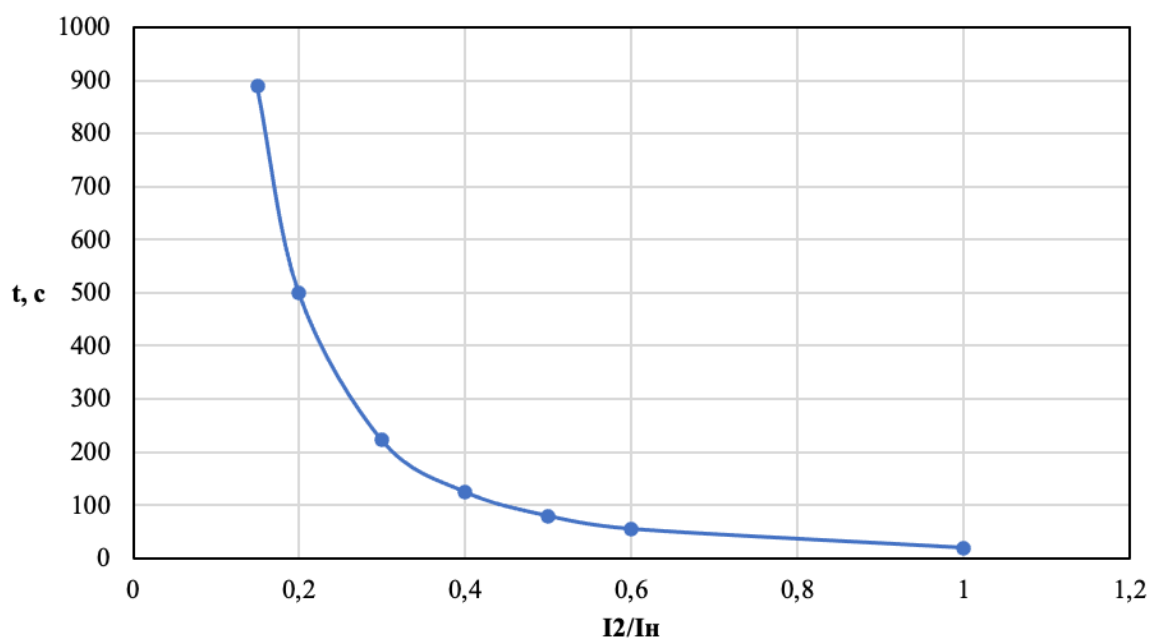


Рисунок Д.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

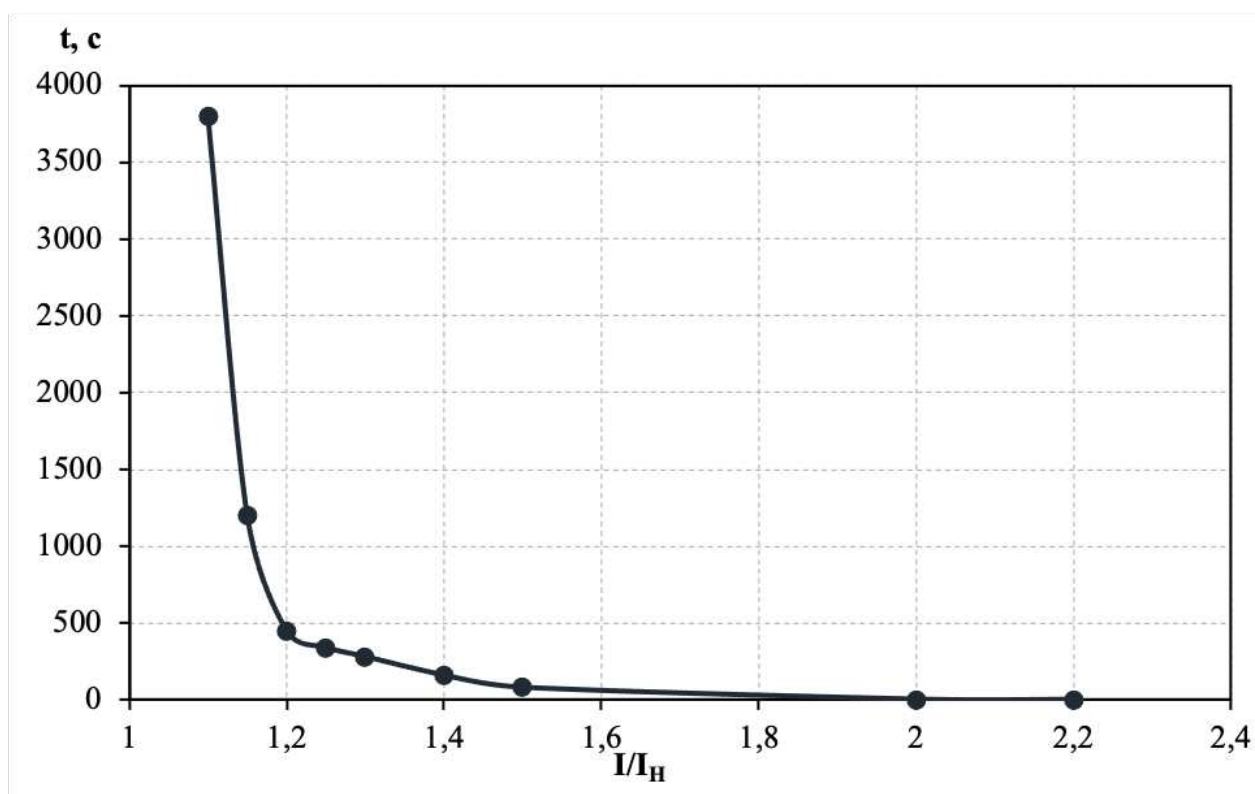


Рисунок Д.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Окончание приложения Д

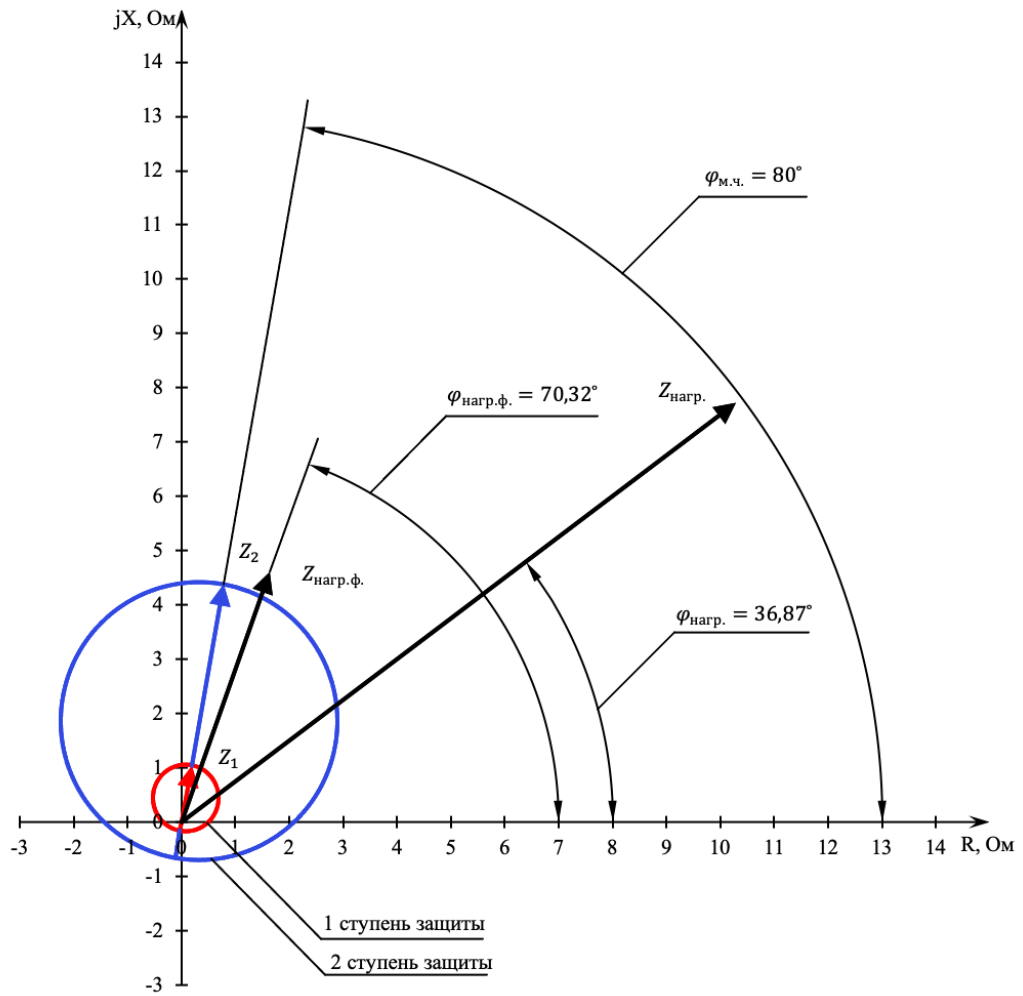


Рисунок Д.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

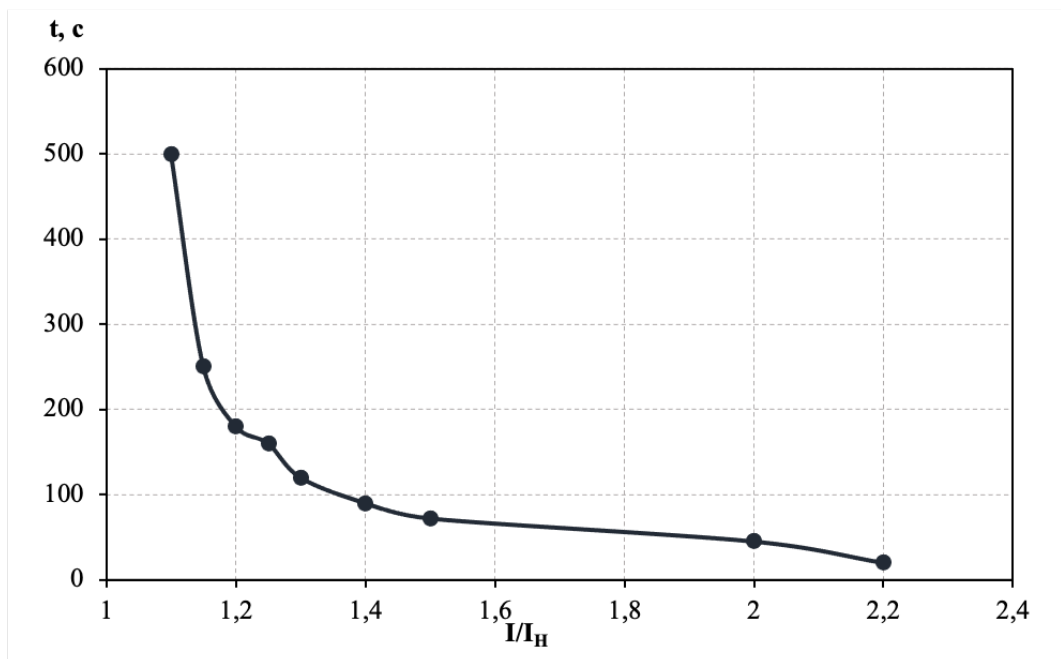


Рисунок Д.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Компоновка сооружения и гидроузла

Таблица Е.1 – Координаты для построения профиля

X^*	Y^*	X^*	Y^*
0,0	1,008	16,0	9,880
0,8	0,288	16,8	10,952
1,6	0,056	17,6	12,064
2,4	0,000	18,4	13,224
3,2	0,048	19,2	14,400
4,0	0,216	20,0	15,680
4,8	0,480	20,8	16,976
5,6	0,800	21,6	18,312
6,4	1,168	22,4	19,696
7,2	1,584	23,2	21,120
8,0	2,048	24,0	22,592
8,8	2,568	24,8	24,104
9,6	3,152	25,6	25,656
10,4	3,800	26,4	27,240
11,2	4,512	27,2	28,872
12,0	5,288	28,0	30,544
12,8	6,112	28,8	32,248
13,6	6,984	29,6	33,992
14,4	7,896	30,4	35,768
15,2	8,864	31,2	37,584

Таблица Е.2 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН · м
T_B	1,0	→	13674,36	17,60	240668,65
T_H	1,0	←	253,57	2,40	-607,70
G_6	0,95	↓	8881,63	12,28	-109087,76
$G_{пл}$	0,95	↓	20575,28	4,09	-84208,44
$W_{взв}$	1,0	↑	2606,93	0,00	0,00
$W_{ф}$	1,0	↑	2812,81	10,09	28370,25
E_H	1,2	→	11,77	3,27	38,48
$W_{волн}$	1,0	→	5,84	51,98	303,75
q_3	0,9	↓	53,63	15,10	-809,77
-	-	$\Sigma \downarrow \uparrow$	24090,80	ΣM	74667,45

Таблица Е.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-323,85	-979,77
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-517,968	-373,61
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0,00	524,95
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-323,85	-70,53
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-517,968	-1282,84

Окончание приложения Е

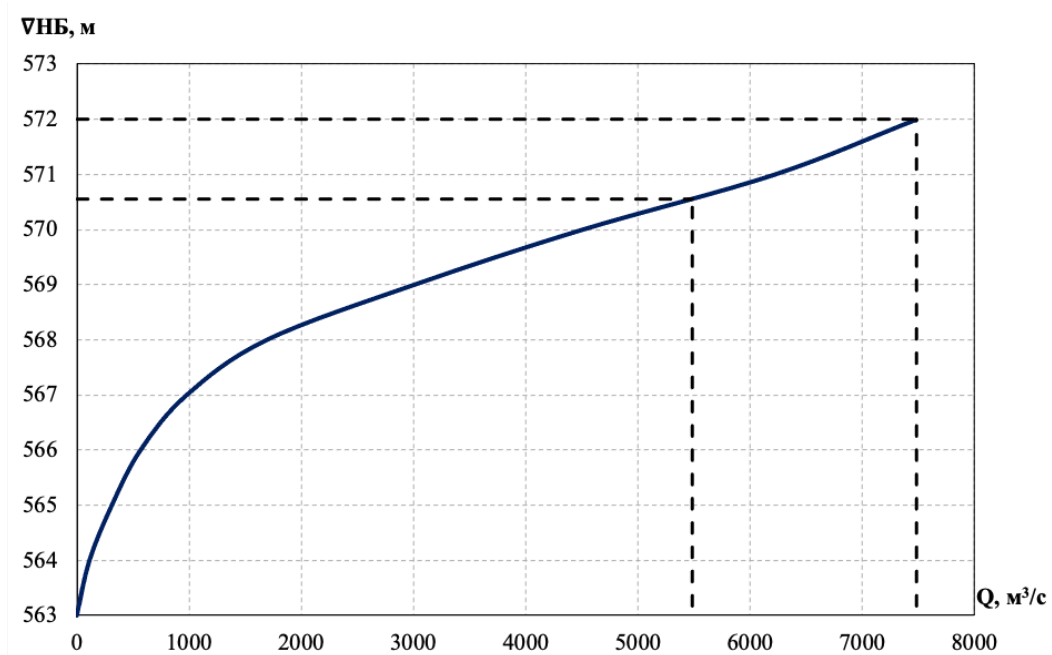


Рисунок Е.1 – Отметки $\nabla НБ$ при основной и поверочной обеспеченностях

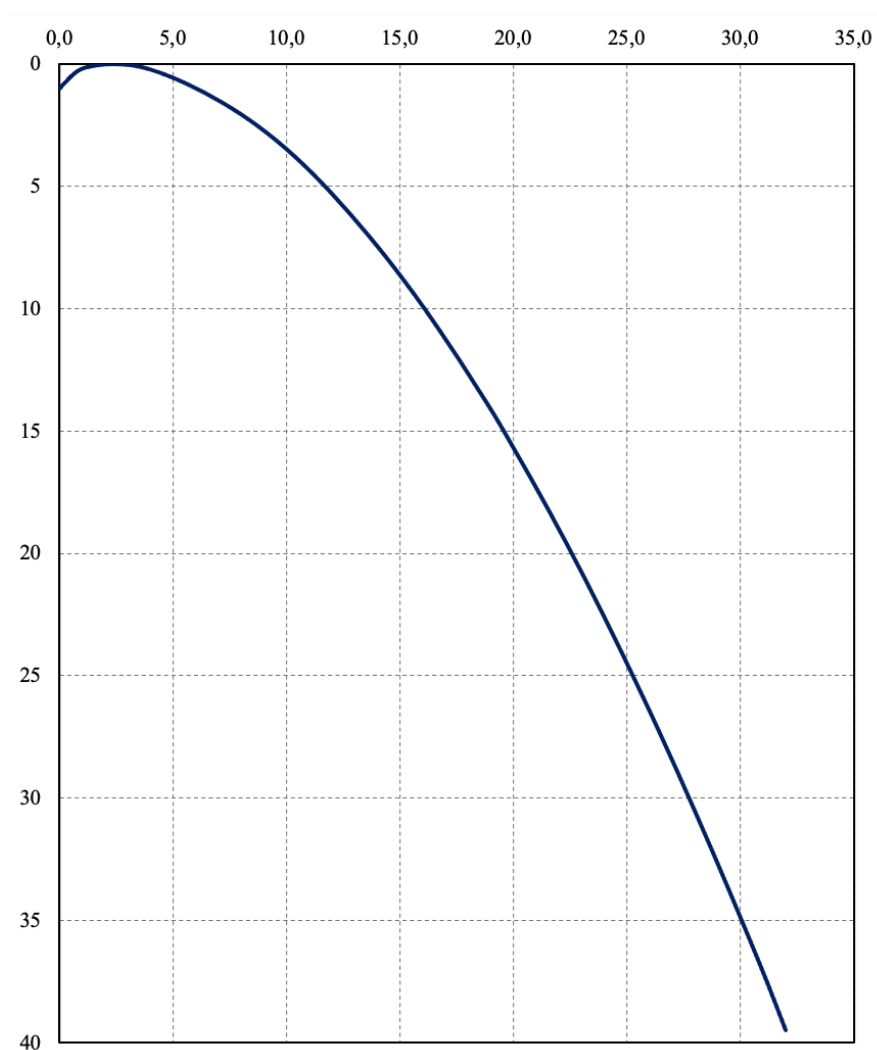


Рисунок Е.2 – Профиль А

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Технико-экономические показатели

Таблица Ж.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	309	309	309	309	309
Число часов использования установленной мощности	Часы	6 173	6 173	6 173	6 173	6 173
Выработка электроэнергии	МВт · ч	159510	159510	159510	159510	159510
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт · ч	1595,10	1595,10	1595,10	1595,10	1595,10
Объём реализации электроэнергии	МВт · ч	157915	157915	157915	157915	157915
Тариф на электроэнергию	руб./ МВт · ч	1259,52	1303,27	1345,80	1389,23	1435,76
Выручка от реализации электроэнергии	млн. руб.	198,8	205,8	212,5	219,3	226,7
НДС к выручке	млн. руб.	30,3	31,3	32,4	33,4	34,5

Таблица Ж.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	78,20
Прочие	274,0	84,90
Итого по ГЭС	–	163,10

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	41,90
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./ МВт · ч	2,90
ЦФР (центр финансовых расчётов)	0,000318 тыс.руб./ МВт · ч	0,80
Итого	–	45,70

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Амортизационные отчисления, млн.руб.	96,3	69,4	106,9	111,1	111,1
Расходы на страхование, млн.руб.	23,9	35,2	72,1	73,1	72,1
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	163,1	163,1	163,1	163,1	163,1
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,4	3,2	6,6	6,8	6,8
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Налог на воду, млн.руб.	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Итого, млн.руб.	343,5	329,8	407,5	412,9	411,8

Таблица Ж.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Налог на прибыль, млн.руб.	590,8	617,1	639,6	662,7	686,6
НДС, млн.руб.	660,6	681,8	703,9	726,4	749,8
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	15,7	10,3	10,3	10,3	10,3
Налог на имущество, млн.руб.	157,9	155,5	153,1	150,6	148,1
Итого, млн.руб.	590,8	617,1	639,6	662,7	686,6

Таблица Ж.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2027	2028	2029	2030	2031
Выручка (нетто), млн.руб.	3003,1	3106,1	3205,5	3312,1	3418,1
Текущие расходы, млн.руб.	329,8	407,5	412,9	411,8	410,6
ЕВИТДА (валовая прибыль), млн.руб.	2990,1	3093,3	3192,7	3299,1	3405,2
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млн.руб.	2761,9	2749,1	2838,3	2966,2	3094,9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	552,3	549,8	567,6	593,2	618,9
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	2209,5	2199,3	2270,7	2373,1	2475,9
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Продолжение приложения Ж

Таблица Ж.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Селемджанская ГЭС на реке Селемджа»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	78
Чистый приведённый доход – NPV, млн.руб.	11487,1
Индекс прибыльности – PI, руб.	3,64
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	29,58
Себестоимость электрической энергии, руб./ кВт · ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб./ кВт	79705,7

Таблица Ж.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	Год реализации проекта				
	2032	2033	2034	2035	2036
В федеральный бюджет, млн.руб.	1366,8	1412,4	1459,8	1509,1	1559,3
В региональный бюджет, млн.руб.	153,1	150,6	148,1	145,7	143,3
Итого налоговых поступлений, млн.руб.	1519,9	1563,1	1608,1	1654,8	1702,6

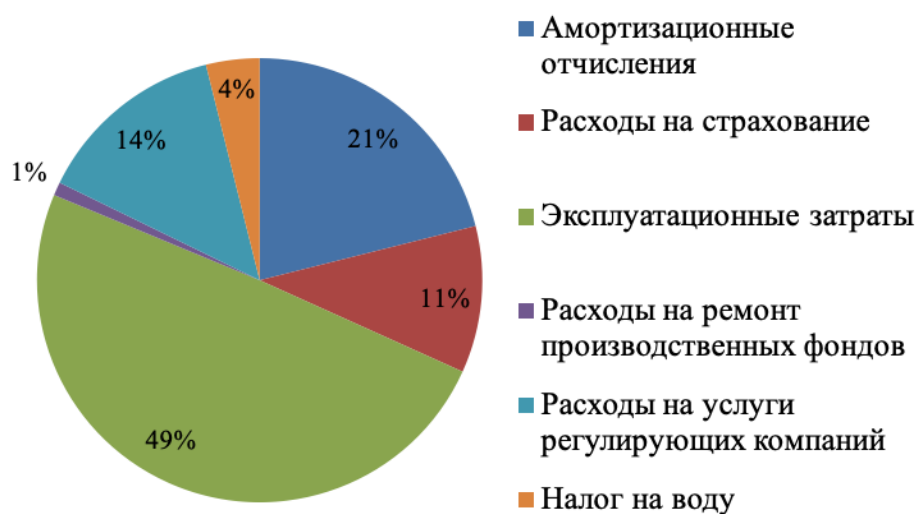


Рисунок Ж.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Окончание приложения Ж

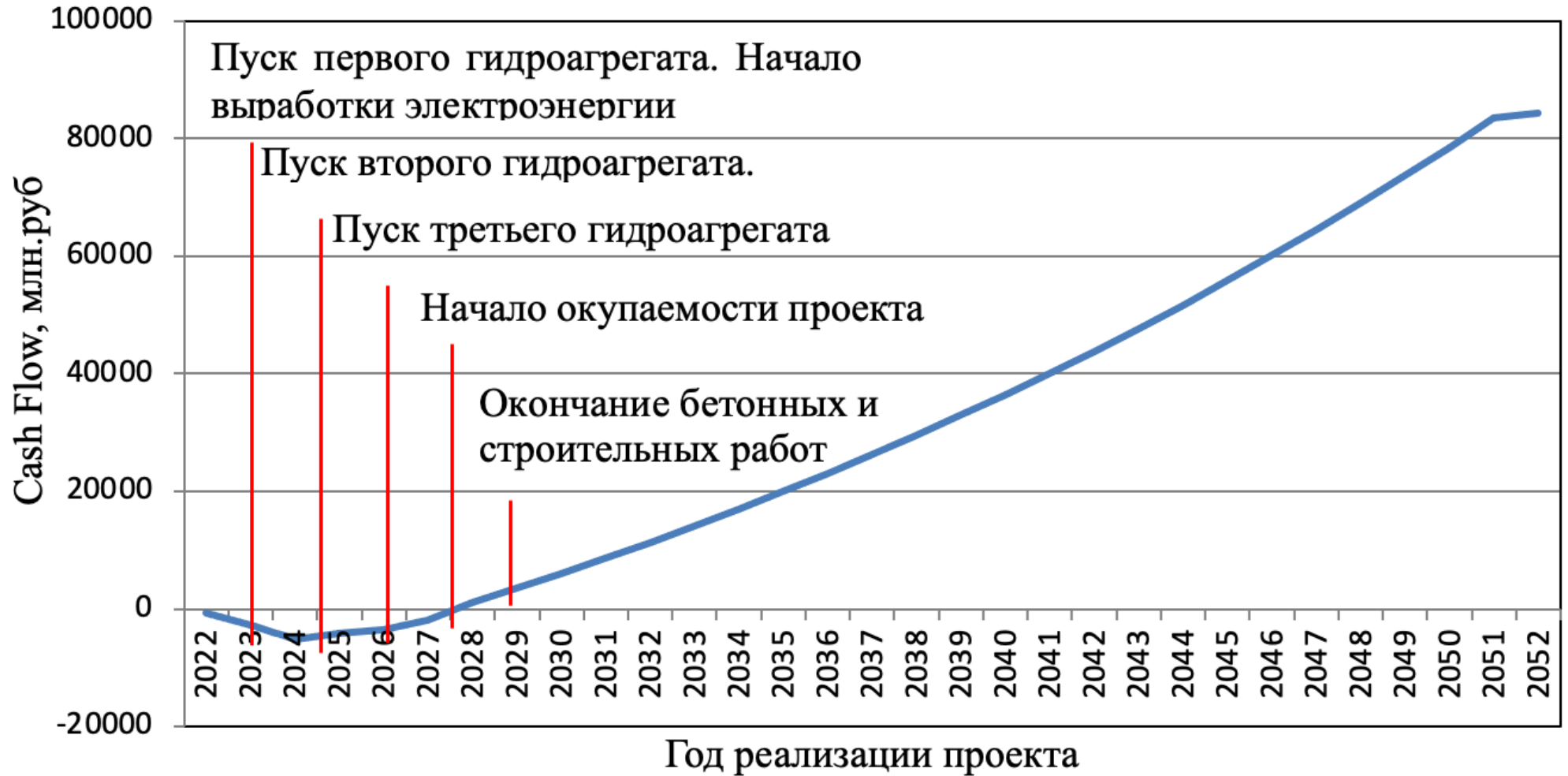


Рисунок Ж.2 – Укрупнённые этапы реализации проекта

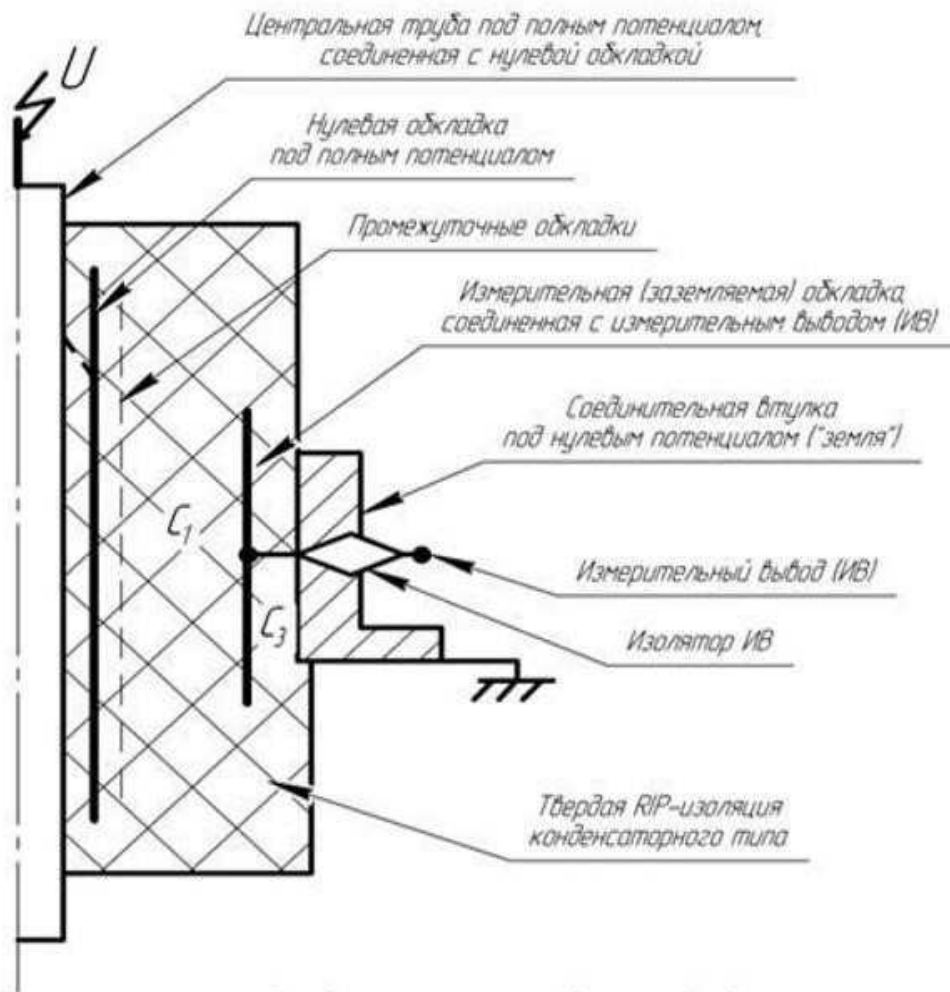
ПРИЛОЖЕНИЕ И

Контроль изоляции высоковольтных вводов. Особенности для вводов с RIP-изоляцией



Рисунок И.1 – Конструкция ввода с твердой RIP-изоляцией

Продолжение приложения И



C_1 – емкость основной изоляции между нулевой и измерительной обкладками
Основная изоляция разделена на слои промежуточными (уравнительными) обкладками для регулирования электрического поля

C_3 – емкость наружного слоя изоляции между измерительной обкладкой и соединительной втулкой

Рисунок И.2 – Схема конструкции изоляционного остова ввода с твердой RIP-изоляцией

Продолжение приложения И

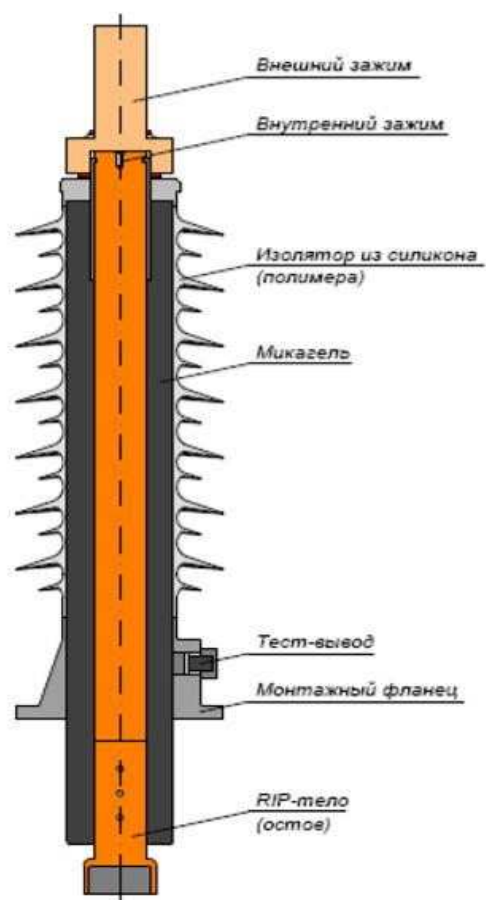


Рисунок И.3 – Ввод типа GSA



Рисунок И.4 – Ввод типа GSB

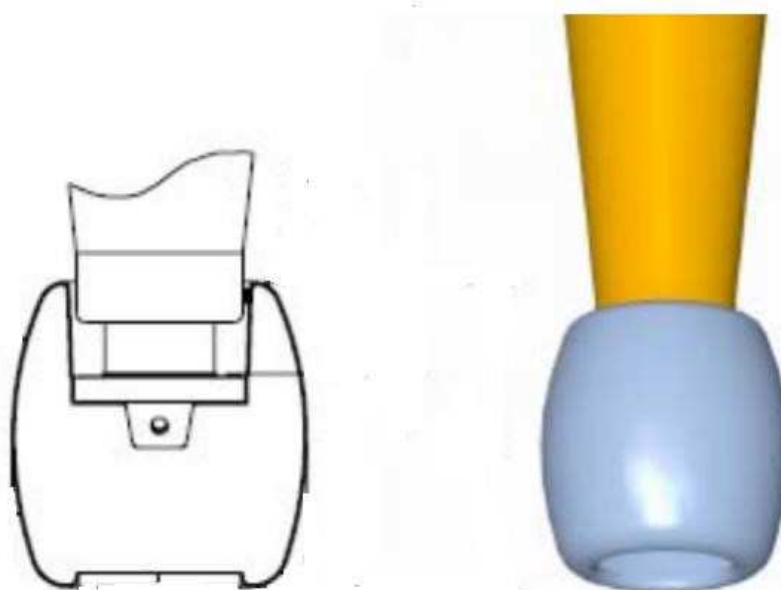
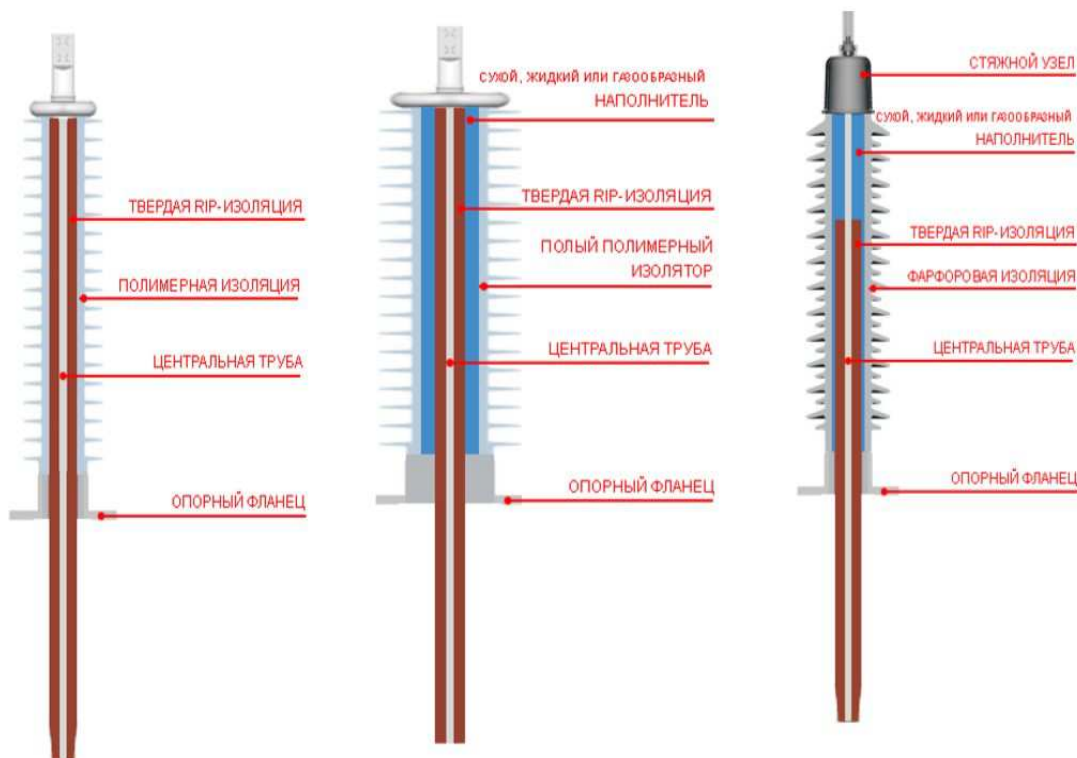


Рисунок И.5 – Торцевой экран



Ввод без наполнителя

Ввод с наполнителем и полимерной крышкой

Ввод с наполнителем и фарфоровой крышкой

Рисунок И.6 – Конструкция внешней изоляции высоковольтных вводов

Продолжение приложения И



Рисунок И.7 – Фарфоровая изоляция



Рисунок И.8 – Полимерная изоляция

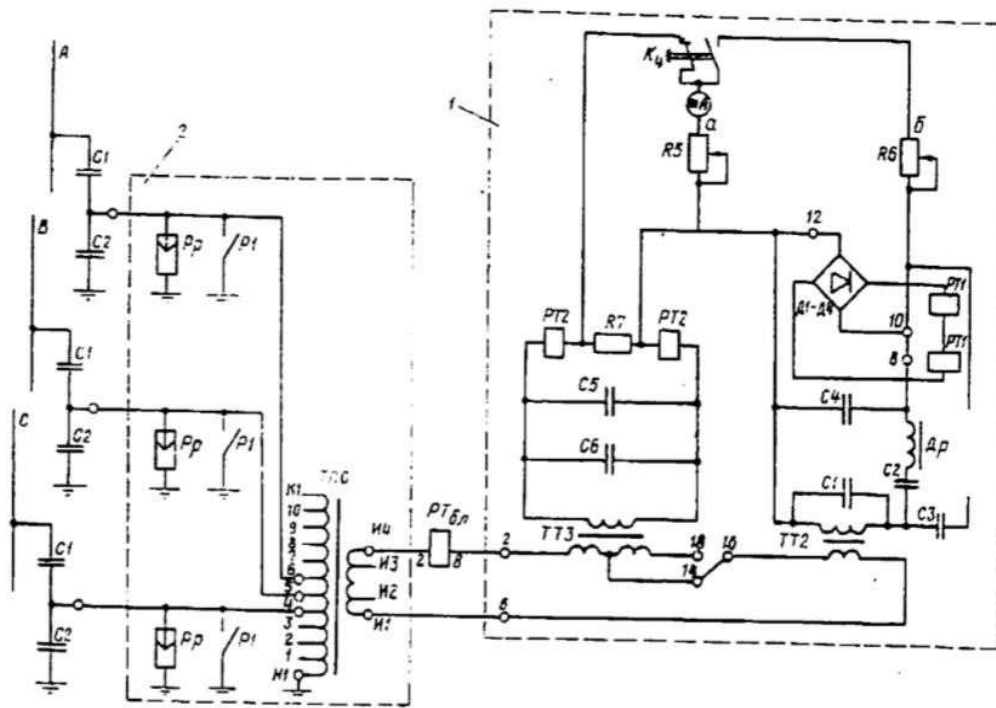


Рисунок И.9 – Принципиальная схема переменного тока устройства

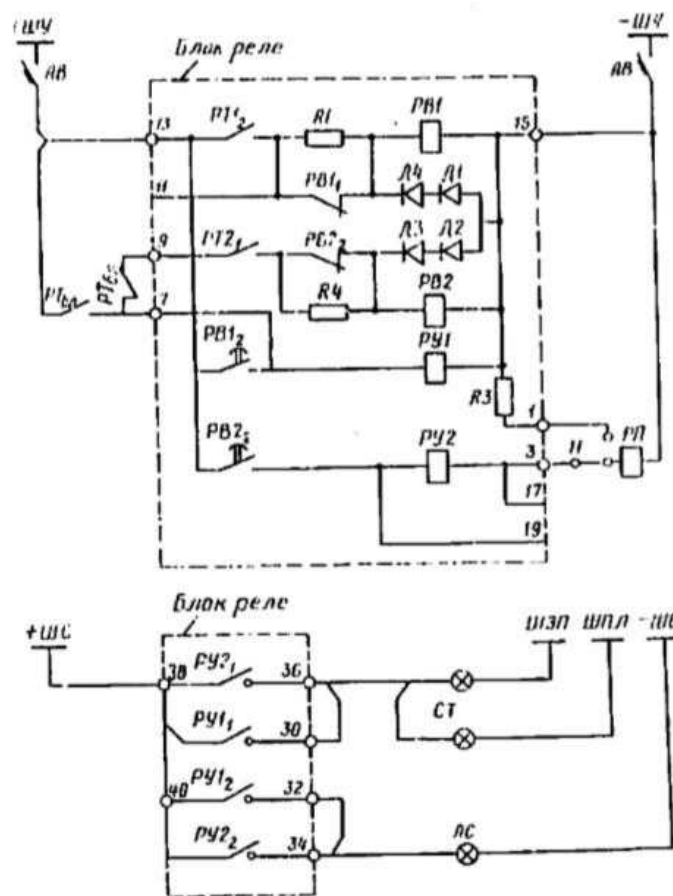


Рисунок И.10 – Принципиальная схема постоянного тока устройства КИВ

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Л.С. Мышкина
подпись. инициалы, фамилия

«16» июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕЛЕМДЖАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ СЕЛЕМДЖА.
КОНТРОЛЬ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ. ОСОБЕННОСТИ
ДЛЯ ВВОДОВ РП-ИЗОЛЯЦИИ

тема

Руководитель

Л.С. Мышкина
подпись, дата

канд. техн. наук,

доцент кафедры ГГЭЭС

Саяно-Шушенского филиала СФУ

должность

Л.С. Мышкина
инициалы, фамилия

Выпускник

Е.Я. Михайлов
подпись, дата

Е.Я. Михайлов
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Селемджанской ГЭС на реке Селемджа. Контроль изоляции высоковольтных вводов. Особенности для вводов с RIP-изоляции».

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

10.06.22 А.А. Арташев
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

09.06.22 Э.И. Затева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

16.06.22 В.И. Татарин
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

10.06.22 А.А. Арташев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

14.06.22 М.С. Рамазанов
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

11.06.22 О.В. Зюкова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

09.06.22 В.И. Татарин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

14.06.22 Н.В. Аверьева
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

14.06.22 В.В. Лаврова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

15.06.22 К.П. Семеникина
подпись, дата инициалы, фамилия