

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

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ М.В. Кочетков

подпись

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

код - наименования направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХЕВОСКОСКИ ГЭС НА РЕКЕ ПАЗ. СИСТЕМА  
ГРАМ ГЭС – ТРЕБОВАНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛНЕНИЯ.

тема

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

должность

А. Н. Сивцов

инициалы, фамилия

Выпускник

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д. Д. Высоких

инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хевоскоски ГЭС на реке Паз. Система ГРАМ ГЭС – требования и особенности исполнения».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчеты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

\_\_\_\_\_

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-экономические показатели

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Консультант

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ХЕВОСКОСКИ ГЭС .....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	8
1 Общая часть .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Климат .....	9
1.1.2 Гидрологические данные.....	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия.....	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района.....	12
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла.....	13
2 Водно-энергетические расчеты .....	14
2.1 Регулирование стока воды .....	14
2.1.1 Кривые обеспеченности расходов .....	14
2.1.2 Определение маловодного и средневодного года .....	16
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов.....	17
2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК.....	17
2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года .....	18
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС.....	21
2.3 Баланс мощности и энергии .....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	23
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	23
3.1.1 Построение режимного поля.....	23
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам....	25
3.2 Гидротурбины и их проточная часть.....	30
3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса турбины.....	30
3.2.1.1 Работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре .....	31
3.2.1.2 Работа одного агрегата при $H_{\max}$ и установленной мощности .....	31
3.2.1.3 Работа одного агрегата при $H_{\min}$ и соответствующей ему мощности на линии ограничения .....	32
3.2.2 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины .....	32
3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛ20-В-400 .....	32
3.2.3 Расчет вала на прочность.....	34
3.2.4 Расчет подшипника .....	35
3.2.5 Выбор типа МНУ и колонки управления .....	35
3.3 Гидрогенераторы .....	35
4. Электрическая часть .....	37
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений .....	37
4.2 Главные повышающие трансформаторы .....	38
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с объединенными блоками.....	38
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	39

4.3	Распределительное устройство .....	39
4.3.1	Выбор количества отходящих воздушных линий .....	39
4.3.2	Выбор схемы РУ ВН .....	40
4.4	Электротехническое оборудование .....	40
4.4.1	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3» .....	40
4.4.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	42
4.4.3	Выбор и проверка аппаратов 110 кВ .....	42
4.4.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	43
5	Устройства РЗиА .....	45
5.1	Перечень защит основного оборудования .....	45
5.2	Описание защит и расчет их уставок.....	46
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора.....	46
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	48
5.2.3	Защита от повышения напряжения .....	51
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий .....	51
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок .....	54
5.2.6	Дистанционная защита генератора.....	56
5.2.7	Защита ротора от перегрузки .....	58
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	61
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта .....	61
6.1.1	Обоснование класса ГТС.....	61
6.2	Гидравлические расчеты .....	63
6.2.1.	Определение ширины водосливного фронта .....	63
6.2.2	Проверка на пропуск расчетного расхода при поперечном расчетном случае.....	65
6.2.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе за основным эксплуатационном водосбросом.....	66
6.2.4	Расчет водобойной стенки.....	67
6.2.5	Расчет второй водобойной стенки.....	68
6.3	Конструирование плотины .....	68
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины .....	68
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	70
6.3.3	Пазы затворов и гребень плотины.....	71
6.3.4	Устой.....	71
6.3.5	Дренаж тела бетонной водосливной плотины .....	71
6.3.6	Галереи в теле плотины .....	72
6.3.7	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины .....	72
6.4	Устройство нижнего бьефа.....	72
6.5	Определение основных нагрузок на плотину .....	73
6.5.1	Вес сооружения .....	73
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	74

6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления .....	74
6.5.4	Сила фильтрационного давления .....	74
6.5.5	Давление грунта .....	75
6.5.6	Волновое давление .....	76
6.5.7	Расчёт прочности плотины .....	77
6.5.8	Критерии прочности плотины .....	79
6.5.9	Расчёт устойчивости плотины на сдвиг .....	80
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	82
7.1	Требования по охране труда, взрыво- и пожаробезопасности .....	82
7.2	Охрана природы .....	86
7.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	86
7.4	Отходы, образующиеся при строительстве .....	87
8	Технико-экономические показатели .....	88
8.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	88
8.1.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	88
8.1.3	Налоговые расходы .....	90
8.2	Оценка суммы прибыли .....	91
8.3	Оценка инвестиционного проекта .....	92
8.3.1	Методология, исходные данные .....	92
8.3.2	Коммерческая эффективность .....	93
8.3.3	Бюджетная эффективность .....	93
8.4	Анализ чувствительности .....	94
9	Система ГРАМ ГЭС – требования и особенности исполнения .....	97
9.1	Назначение и функции системы ГРАМ .....	97
9.2	Структурная схема .....	98
9.3	Технические требования к ГРАМ .....	99
9.4	Система СДПМ как особенность ГРАМ СШГЭС .....	104
9.4.1	Компонентный состав ГРАМ для доведения ПДГ и ДК .....	105
9.4.2	Режимы работы ГРАМ в части ввода ПДГ и ДК .....	106
9.4.3	Требования к получению ПДГ и ДК в ГРАМ .....	106
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	108
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	110
	ПРИЛОЖЕНИЯ А-Д .....	115 –149

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ХЕВОСКОСКИ ГЭС

1. Наименование реки.....Паз
2. Местонахождение ГЭС.....Мурманская область
3. Тип проектируемой установки.....Гидроэлектростанция
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....172 м<sup>3</sup>/с
  - б) всех турбин.....330,06 м<sup>3</sup>/с
  - в) максимальный с обеспеченностью: 3% .....772 м<sup>3</sup>/с  
0,5%.....918 м<sup>3</sup>/с
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....суточный
  - б) отметка: НПУ .....70 м  
ФПУ .....71 м  
УМО.....69,76 м
  - в) объемы  
полный.....0,0796 км<sup>3</sup>  
полезный.....0,00366 км<sup>3</sup>
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....19,13 м
  - б) расчетный.....16,36 м
  - в) минимальный.....16,21 м
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность  
установленная.....46 МВт  
гарантированная.....44 МВт
  - б) среднемноголетняя выработка энергии.....0,204 млрд. кВт·ч
8. Плотины:
  - а) правобережная глухая бетонная плотина
  - б) станционная бетонная плотина
  - в) левобережная насыпная плотина
  - г) гравитационная бетонная водосливная плотина
9. Водосбросные сооружения:
  - а) тип.....донный водослив
  - б) число и размер пролетов.....4x10 м
  - в) общая длина.....40м
  - г) максимальная высота.....21,6м
10. Здание ГЭС
  - а) тип здания.....русловое
  - б) число агрегатов.....3
  - в) грунты в основании.....гнейсы
  - г) тип спиральной камеры.....бетонная трапециевидного сечения
  - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая
11. Основное оборудование:
  - а) тип турбин.....ПЛ20-В-400

- б) тип генератора.....ВГС 525/114-40
- в) номинальная активная мощность генератора.....14 МВт
- г) частота вращения.....150 об/мин
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ-21000/110

12. Техничко-экономические показатели

- а) срок окупаемости.....94 мес.
- б) себестоимость.....0,29 руб/ кВт·ч
- в) удельные капиталовложения.....65270 руб/ кВт·ч

## ВВЕДЕНИЕ

Гидростанции выгодно отличаются от других типов электростанций, поскольку их мощности находятся вне конкуренции по множеству параметров — они относятся к возобновляемым источникам энергии, используются для регулировки системных пиковых нагрузок, быстро выходя на заданную мощность, а их энергия достаточно дешева. В условиях единой энергосистемы и ситуации возрастания пиковых нагрузок из-за возросшего потребления населением и сферой услуг второе качество становится особенно ценным.

Строительство ГЭС экономически выгодно для местного и регионального бюджетов. В период строительства и в период эксплуатации будут созданы новые рабочие места, что поможет сократить безработицу, а также привлечь новые кадры. Особенно данный фактор важен для условий Крайнего Севера. Появление новых мощностей поможет развить местную промышленность, и как следствие транспортную инфраструктуру. Помимо перечисленных достоинств, строительство ГЭС поможет сократить ежегодное сжигание угля, выброс углекислого газа и других загрязняющих окружающую среду веществ.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения. В данной дипломной работе спроектирована гидроэлектростанция с наиболее подходящими оборудованием, сооружениями и их компоновкой. При выполнении данного проекта многие факторы и обстоятельства, влияющие на принятие решения по выбору оборудования неизвестны, и поэтому не были учтены.



## **1 Общая часть**

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат**

Река Паз находится на границе Российской Федерации и Норвегии. Это умеренный атлантико-арктический пояс. Годовая норма осадков 600 мм.

Средняя годовая температура – минус 1 градус.

Температура июля – самого теплого месяца – 30 градусов.

Температура января – самого холодного месяца – минус 40 градусов.

Лед на реке образуется в конце октября – начале ноября и тает в середине или конце мая. Толщина льда различна: от 1 см на перекатах до 1 м у берега.

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Река Паз берет начало в озере Инари (Финляндия), протекает по территории трех государств: Финляндии, России и Норвегии и впадает в Бёк-фьорд большого Варангер-фьорда Баренцева моря. Длина 117 км. По фарватеру реки Паз проходит Государственная граница России с Норвегией, установленная в 1826 году. Финское название реки Патсйоки, норвежское – Пасвикельва. Ширина реки колеблется от 200 м в районе Йорданфосса до 4 км в районе Ваггатема. Её глубина составляет от 1 м на плесовых участках озеровидного расширения Хеюхеньярви до 21 м на водохранилищах. Общая площадь водосборного бассейна составляет около 32700 квадратных километров.

Река Паз имеет преимущественно снеговое питание со значительной долей дождевого и подземного стока. Превышение истока реки над устьем составляет 119,6 м. Полноводность реки и наличие незамерзающих порогов обуславливает строительство на ней ГЭС.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Паз за период 1925-1974 гг. представлен в приложении А, таблица А.1. Желтым маркером выделены цвета половодья. Остальные месяцы определяют межень.

Кривая зависимости  $Z_{ВВ} = f(V)$  представлена на рисунке 1.1:

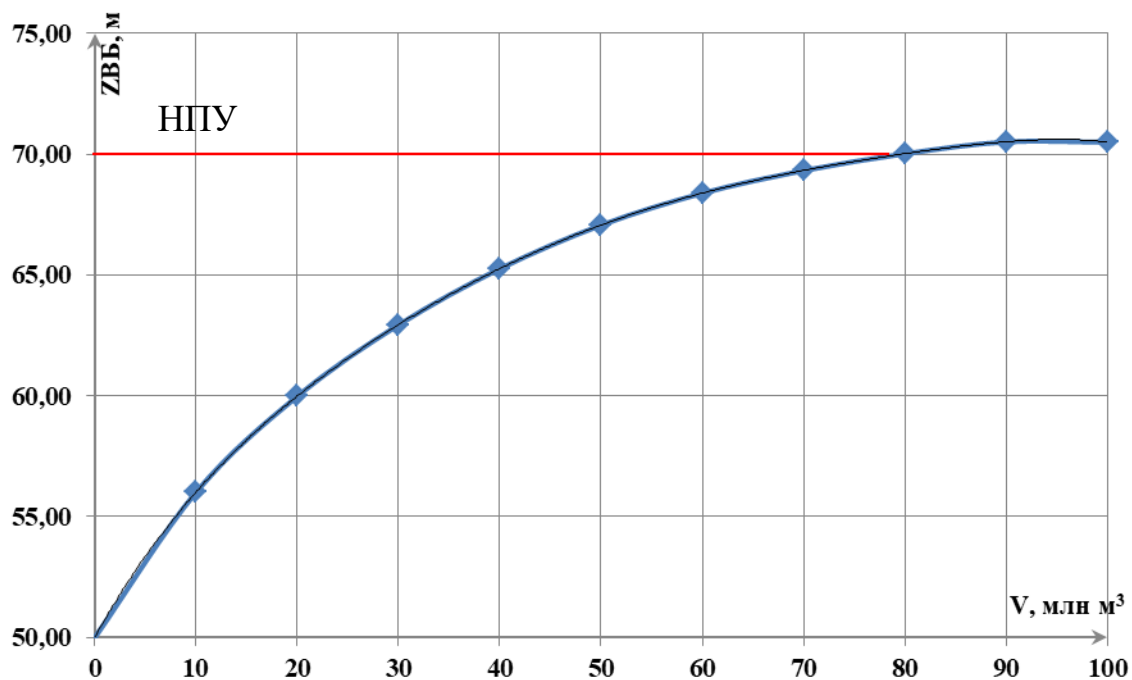


Рисунок 1.1 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

Кривая связи  $Z_{НБ} = f(Q)$  представлена на рисунке 1.2:

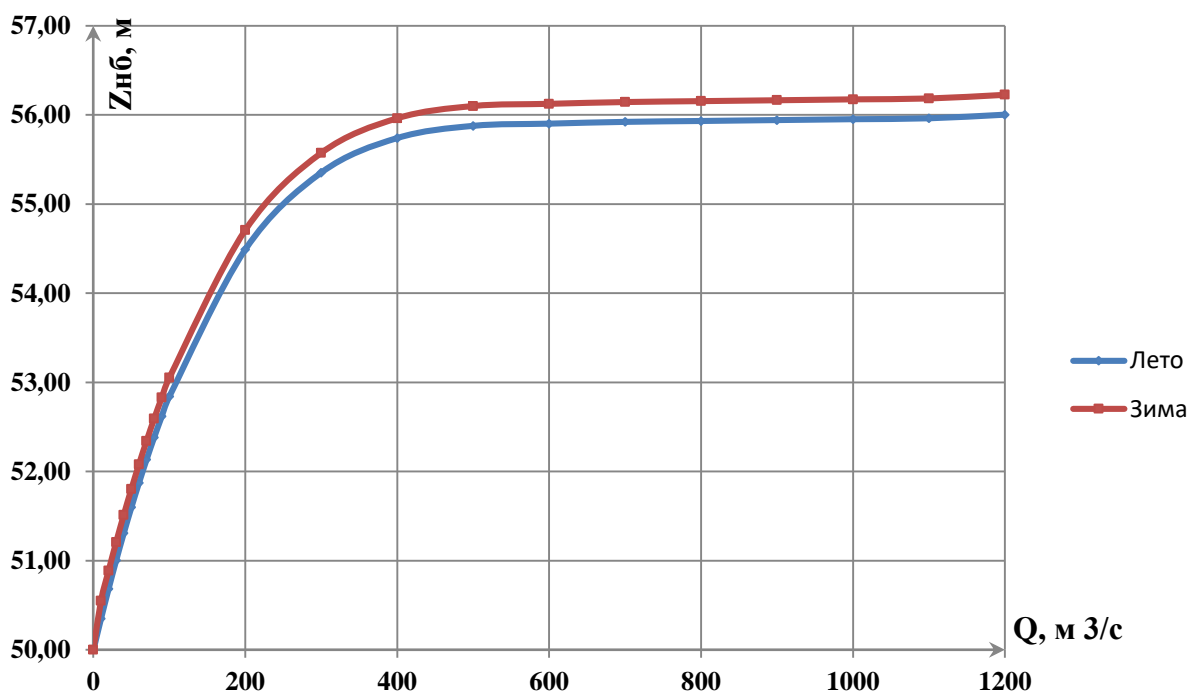


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища представлены в таблице 1.1:

Таблица 1.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК, м <sup>3</sup> /с	50	50	50	50	100	100	100	100	100	50	50	50
Санитарный попуск, м <sup>3</sup> /с	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Ледообразование, м <sup>3</sup> /с	2	2	1	-6	-6	0	0	0	0	0	5	2
Фильтрация, м <sup>3</sup> /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение, м <sup>3</sup> /с	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

Район реки представляет собой типичную озерно-речную долину севера Кольского полуострова, образованную рекой Паз с притоками – Наутсийоки, Сейгийоки, Корнетийоки, Лауккуйоки. Согласно карте сейсмической активности в районе нахождения ГЭС возможны землетрясения порядка 8 баллов по шкале MSK-64. В месте створа Хевоскоски ГЭС залегает скальное основание слагаемое гнейсами. Поперечный разрез по створу представлен на рисунке 1.3, географическое расположение створа представлено на рисунке 1.4.

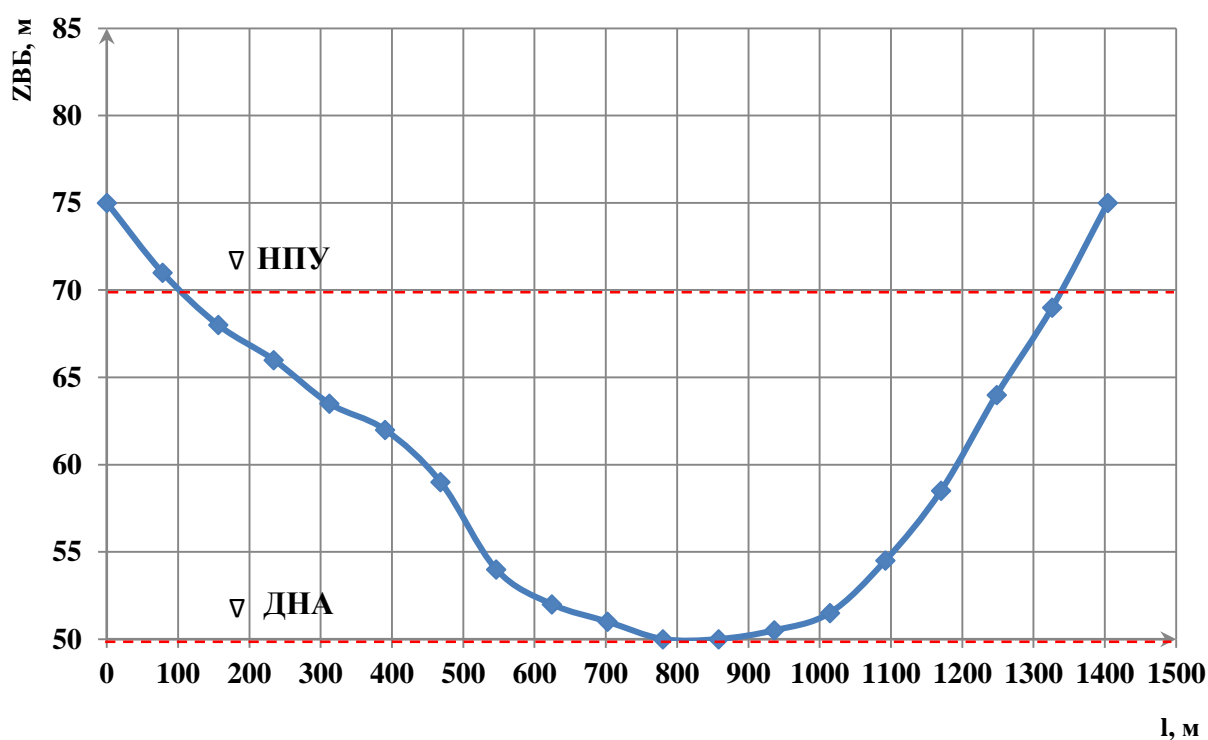


Рисунок 1.3 – Поперечный разрез створа

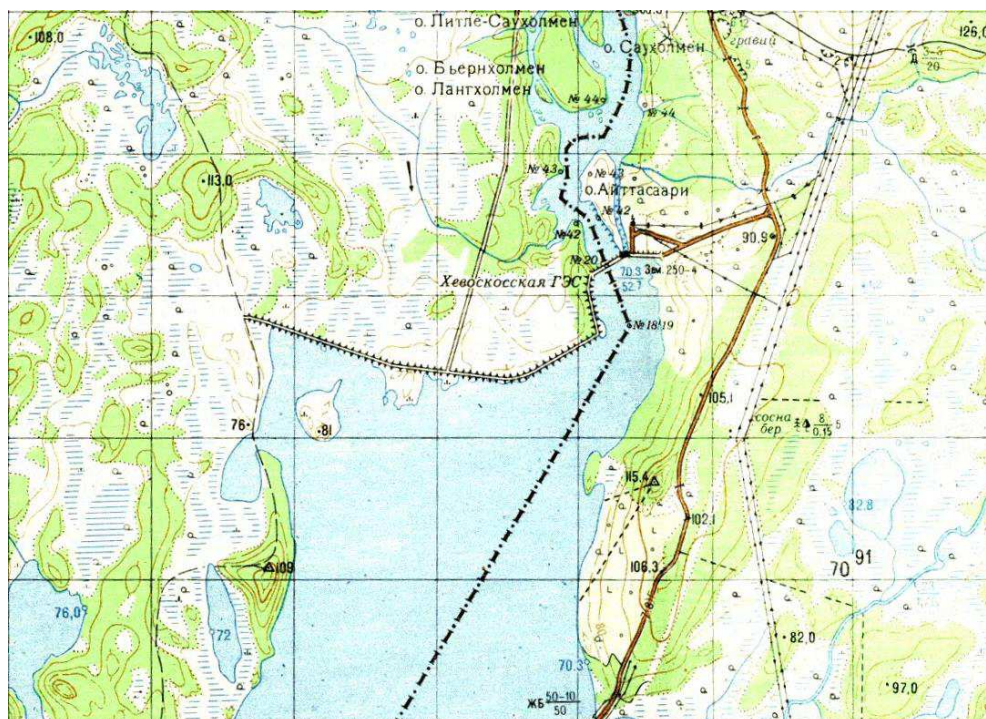


Рисунок 1.4 – Вид створа на топографической карте

## 1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Проектируемая ГЭС входит в зону операционной деятельности Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Мурманской области» (Кольское РДУ), которое осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Мурманской области.

Территория операционной зоны расположена на площади 144,9 тыс. кв. км с населением 766,3 тыс. человек.

В управлении и ведении Кольского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 3605,9 МВт.

В электроэнергетический комплекс Мурманской области входят также 164 линии электропередачи класса напряжения 110 - 330 кВ, 128 трансформаторные подстанций и 23 распределительных устройства электростанций с суммарной мощностью трансформаторов 10882,8 МВА.

ОЭС Северо-Запада граничит с энергообъединениями Центра и Урала ЕЭС России, энергосистемами Норвегии и Финляндии (энергообъединение «Nordic power system»), обеспечивает синхронную параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами стран Балтии (Литвы, Латвии, Эстонии) и Беларуси. Из ОЭС Северо-Запада осуществляется экспорт электроэнергии в Скандинавию (энергообъединение «Nordic power system»): в Финляндию через Выборгский преобразовательный комплекс до 1400 МВт и до 170 МВт от выделенных генераторов ГЭС ОАО «ТГК-1» с территории Ленинградской и Кольской энергосистем, в Норвегию – до 50 МВт от выделенных генераторов ГЭС ОАО «ТГК-1» с территории Кольской энергосистемы.

Около 90% суммарной выработки ОЭС Северо-Запада приходится на атомные и тепловые станции. Неблагоприятные климатические условия региона обуславливают необходимость большую часть года работать по теплофикационному графику.

Годовой график нагрузки Кольского РДУ представлен на рисунке 1.5. Данные для построения графика представлены в таблице А.2 приложения А. Данные о существующих ГЭС представлены в таблице 1.2.

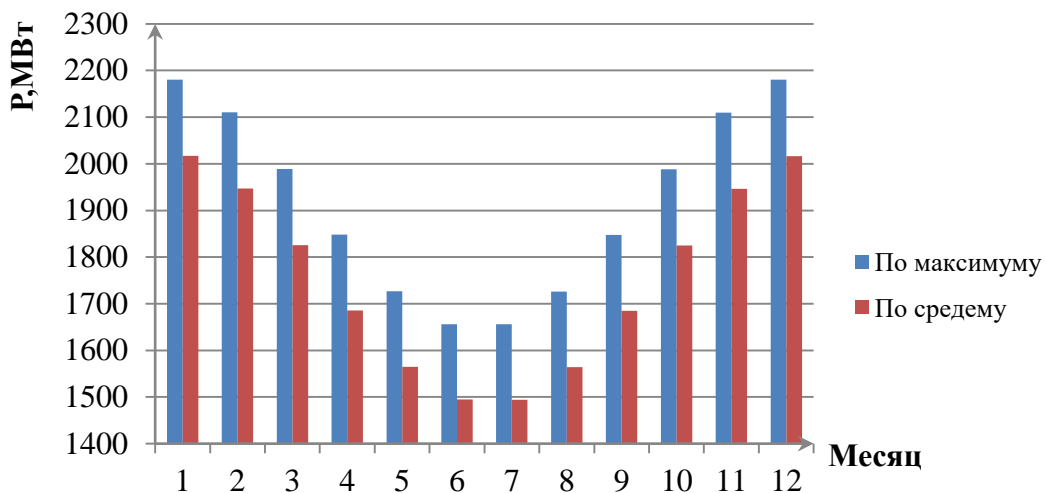


Рисунок 1.5 - Максимальный и среднегодовой график нагрузки Кольского РДУ

Таблица 1.2 – ГЭС, входящие в состав Кольского РДУ

Существующая ГЭС	Установленная мощность, МВт	$\mathcal{E}_{лето}^{сут}$ , млн. кВт · ч	$\mathcal{E}_{зима}^{сут}$ , млн. кВт · ч
Каскад Нивских ГЭС	569,5	7,6	9,3
Каскад Пазских ГЭС	140,6	2,18	2,67
Каскад Туломских ГЭС	324	2,61	3,2
Каскад Серебрянских ГЭС	513,5	3,31	4,05

### 1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования по схожим климатическим условиям, энергетическим показателям, близости напоров, в качестве ГЭС аналога, была выбрана Нижне-Бурейская ГЭС и Хевоскоски ГЭС.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Регулирование стока воды

#### 2.1.1 Кривые обеспеченности расходов

Для построения кривой среднемаксимальных расходов из (приложение А, таблица А.1) выбираем максимальные расходы и располагаем их в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

где  $Q_n$  –  $n$ -ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{\text{ср}}$  – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k - 1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{6,93}{50}} = 0,37, \quad (2.2)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n - 1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0,37^2}{2 \cdot (50 - 1)}} = 12\%, \quad (2.3)$$

где  $n$  – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k - 1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0,474}{0,37^3 \cdot 50} = 0,18 \quad (2.4)$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_s} = 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot C_v^2 + 5 \cdot C_v^4)}{n}}}{C_s} = \quad (2.5)$$

$$= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0,37^2 + 5 \cdot 0,37^4)}{50}}}{0,18} = 261,9\%$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов, полученная по формуле (2.3) слишком большая. Принимаем коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов равным:

$$C_s = 2 \cdot C_v = 2 \cdot 0,379 = 0,74 \quad (2.6)$$

Зная величину среднемаксимального расхода  $Q_{\text{ср,макс}} = 440 \text{ м}^3/\text{с}$ , а также коэффициенты вариации и асимметрии производим вычисление теоритической кривой обеспеченности по таблице С.И. Рыбкина – П.А. Алексеева. Результаты расчета представлены в таблице 2.1.

$$M_s = C_v \cdot \Phi \quad (2.7)$$

$$k_s = M_s + 1 \quad (2.8)$$

$$Q_s = Q_{\text{ср}} \cdot k_s \quad (2.9)$$

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

P, %	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10	20	50	75	95	97	99	99,9
Φ	4,54	3,62	2,92	2,59	2,03	1,74	1,32	0,82	- 0,06	-0,7	- 1,53	- 1,71	- 2,05	- 2,58
M <sub>s</sub>	1,69	1,35	1,09	0,96	0,76	0,65	0,49	0,31	-	-	-	-	-	-
K <sub>s</sub>	2,69	2,35	2,09	1,96	1,76	1,65	1,49	1,31	0,98	0,74	0,43	0,36	0,24	0,04
Q, м <sup>3</sup> /с	1183	1032	918	864	772	725	656	574	429	325	189	160	104	17

Аналогичные действия проделываем для построения среднегодовой и среднеминимальной кривых обеспеченности. Полученные эмпирические кривые представлены на рисунке 2.1.

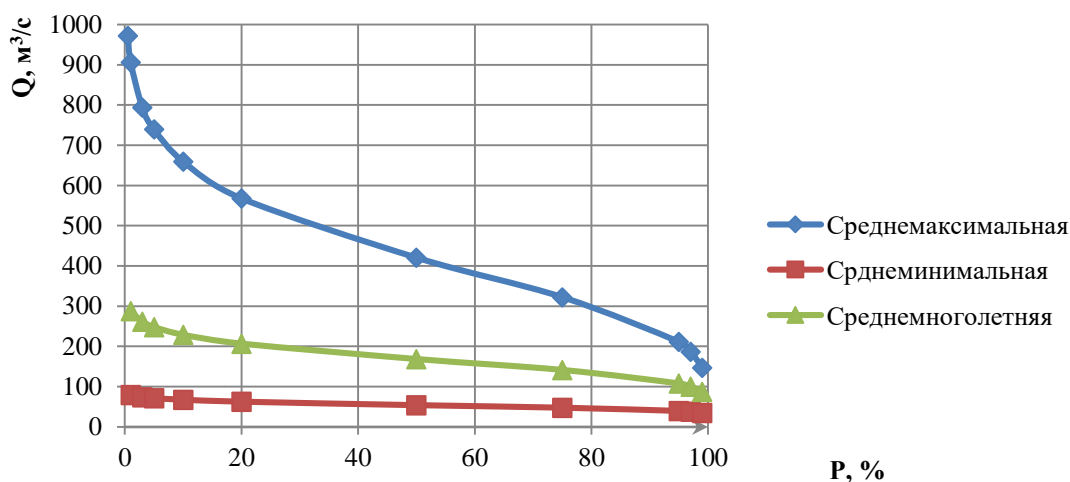


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

### 2.1.2 Определение маловодного и средневодного года

Составляем таблицу Б.2 приложения Б среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов.

По полученным результатам определяем обеспеченность по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100 (\%), \quad (2.10)$$

где  $P(m)$  – обеспеченность;

$m$  – порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n$  – общее число членов ряда.

За средневодный принимаем 1972 год с обеспеченностью 52,9 %, поскольку среднегодовой расход этого года незначительно отличается от 1926 года с обеспеченностью 51% (отличие на  $1\text{ м}^3/\text{с}$ ).

Так как коэффициенты приведения близки или равны единице, то применять их нецелесообразно.

Построим гидрографы средневодного (1972) и маловодного (1935) лет. Результаты представлены в таблице 2.2 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы маловодного средневодного лет

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.</sub>
1935	45	41	40	180	239	202	184	107	116	84	115	47	117
1972	73	66	56	213	393	323	218	167	161	122	116	103	168



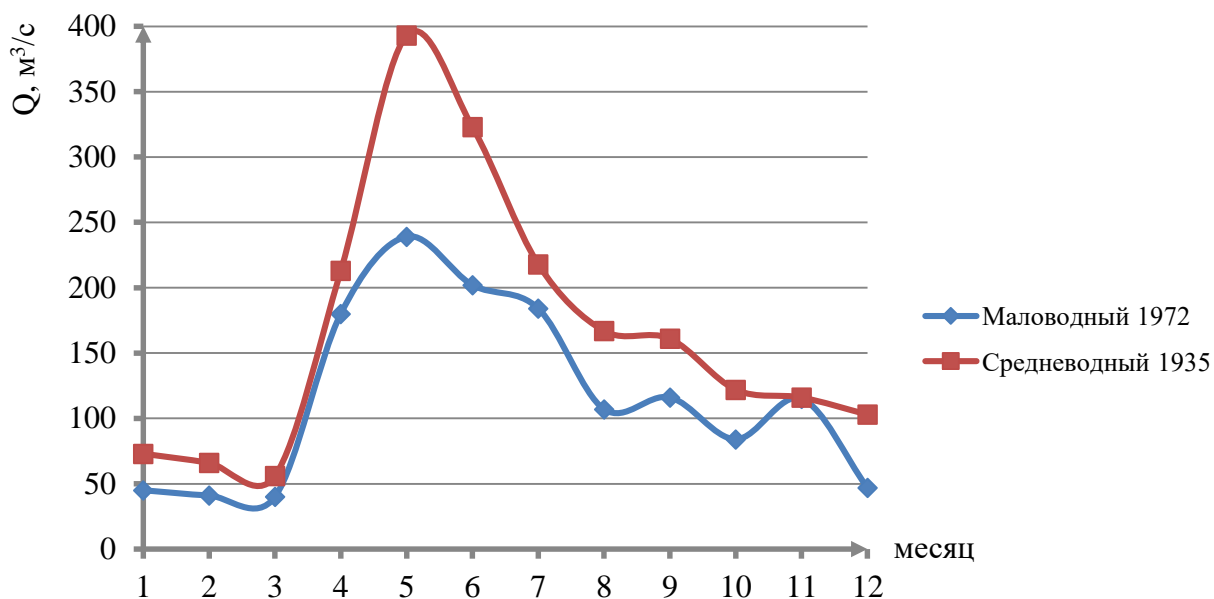


Рисунок 2.2 - Гидрограф маловодного и средневодного лет

## 2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

### 2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

По методике [3], были проведены расчеты режимов по водотоку и по санитарному попуску, результаты представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Режимы работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт, 50%	73	66	56	213	393	323	218	167	161	122	116	103
∑Qпотери, м³/с	4	4	3	-3	-3	3	3	2	2	2	7	4
Q полезное, м³/с	69	62	53	216	396	320	215	165	159	120	109	99
Работа по водотоку												
Qпол, м³/с	69	62	53	216	396	320	215	165	159	120	109	99
Zнб, м	51,59	51,47	51,30	53,08	53,76	53,51	53,07	52,74	52,69	52,31	52,18	52,05
Zвб, м	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
H, м	18,4	18,5	18,7	16,9	16,2	16,5	16,9	17,3	17,3	17,7	17,8	17,9
N пол.быт, МВт	11	10	9	33	57	47	32	25	24	19	17	16
Работа по сан.попуску												
Qс.п., м³/с	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
Zнб, м	50,87	50,87	50,87	50,87	50,87	50,87	50,87	50,87	50,87	50,87	50,87	50,87
Zвб, м	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
H, м	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13	19,13
N с.п., МВт	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
N пол.быт – Нс.п.	6	5	3	27	52	41	27	20	19	13	12	10
ΔЭ, млн кВт·ч	0,136	0,110	0,077	0,646	1,237	0,991	0,643	0,473	0,452	0,318	0,280	0,244

## 2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Объём водохранилища проектируемой ГЭС невелик, что позволяет вести водно-энергетический расчет с регулированием в течение суток.

Для определения гарантированной мощности необходимо выполнить водно-энергетический расчет для декабря, поскольку именно в этот месяц возникает дефицит электроэнергии.

Для этого необходимо построить суточный график нагрузки и ИКН для декабря. На суточном графике нагрузки необходимо провести линию гарантированной мощности в пиковой части так, чтобы избыток выработки (ΔЭ) был полностью распределен. Часы, в которые мощности системы оказались выше линии гарантированной мощности попадают под регулирование, в остальные часы работа ведется по санитарному попуску.

Максимальное значение мощности в декабре и будет являться гарантированной мощностью. В таблице 2.4 и таблице 2.5 представлены расчеты для декабря и июня. Остальные месяцы представлены в таблицах Б.3-Б.11 приложения Б.

Размещение проектируемой ГЭС на ИКН, а также зоны ее работы в декабре и июне представлены на плакате «Использование водной энергии».

Остальные месяцы представлены на рисунках Б.1-Б.10 в приложении Б.

Таблица 2.4 – Сработка-наполнение водохранилища в декабре

ДЕКАБРЬ																		
t,ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр, м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п, м³/с	V вдхр, млн. м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
11	99	1	128	0	227	228	33	79,60	0,3318	79,27	70,00	69,98	69,99	53,14	16,85	34	34	0,034036
12	99	1	194	0	293	294	33	79,27	0,5028	78,77	69,98	69,94	69,96	53,42	16,54	43	43	0,043125
13	99	1	72	0	171	172	33	78,77	0,1866	78,58	69,94	69,93	69,94	52,80	17,14	26	26	0,02609
14	99	1	-22	0	77	78	33	78,58	-0,0570	78,64	69,93	69,94	69,93	51,74	18,19	12	12	0,012467
15	99	1	-67	0	32	33	33	78,64	-0,1737	78,81	69,94	69,95	69,94	50,87	19,07	5	по сан.п.	0,005432
16	99	1	-67	0	32	33	33	78,81	-0,1737	78,98	69,95	69,96	69,95	50,87	19,08	5	по сан.п.	0,005435
17	99	1	11	0	110	111	33	78,98	0,0285	78,95	69,96	69,96	69,96	52,21	17,75	17	17	0,017378
18	99	1	204	0	303	304	33	78,95	0,5288	78,43	69,96	69,92	69,94	53,46	16,48	44	44	0,044444
19	99	1	204	0	303	304	33	78,43	0,5288	77,90	69,92	69,89	69,91	53,46	16,45	44	44	0,044354
20	99	1	204	0	303	304	33	77,90	0,5288	77,37	69,89	69,86	69,87	53,46	16,41	44	44	0,044263
21	99	1	10	0	109	110	33	77,37	0,0259	77,34	69,86	69,85	69,85	52,19	17,66	17	17	0,017132
22	99	1	-67	0	32	33	33	77,34	-0,1737	77,52	69,85	69,87	69,86	50,87	18,99	5	по сан.п.	0,005408
23	99	1	-67	0	32	33	33	77,52	-0,1737	77,69	69,87	69,88	69,87	50,87	19,00	5	по сан.п.	0,005411
24	99	1	-67	0	32	33	33	77,69	-0,1737	77,86	69,88	69,89	69,88	50,87	19,01	5	по сан.п.	0,005415
1	99	1	-67	0	32	33	33	77,86	-0,1737	78,04	69,89	69,90	69,89	50,87	19,02	5	по сан.п.	0,005418
2	99	1	-67	0	32	33	33	78,04	-0,1737	78,21	69,90	69,91	69,90	50,87	19,03	5	по сан.п.	0,005421
3	99	1	-67	0	32	33	33	78,21	-0,1737	78,38	69,91	69,92	69,92	50,87	19,04	5	по сан.п.	0,005424
4	99	1	-67	0	32	33	33	78,38	-0,1737	78,56	69,92	69,93	69,93	50,87	19,06	5	по сан.п.	0,005427
5	99	1	-67	0	32	33	33	78,56	-0,1737	78,73	69,93	69,94	69,94	50,87	19,07	5	по сан.п.	0,00543
6	99	1	-67	0	32	33	33	78,73	-0,1737	78,91	69,94	69,95	69,95	50,87	19,08	5	по сан.п.	0,005433
7	99	1	-67	0	32	33	33	78,91	-0,1737	79,08	69,95	69,96	69,96	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,005436
8	99	1	-67	0	32	33	33	79,08	-0,1737	79,25	69,96	69,98	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,005439
9	99	1	-67	0	32	33	33	79,25	-0,1737	79,43	69,98	69,99	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,005443
10	99	1	-67	0	32	33	33	79,43	-0,1737	79,60	69,99	70,00	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,005446

Таблица 2.5 – Сработка-наполнение водохранилища в июне

ИЮНЬ																		
t,ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр, м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн. м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
10	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
11	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
12	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
13	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
14	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
15	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
16	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
17	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
18	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
19	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
20	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
21	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
22	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
23	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
24	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
1	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
2	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
3	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
4	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
5	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
6	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
7	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
8	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443
9	320	1	0	17	303	321	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,57	16,43	44	44	0,0443

После выполнения водно-энергетических расчетов для всех месяцев, строим графики сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3), из которого станет возможным определение отметки УМО.

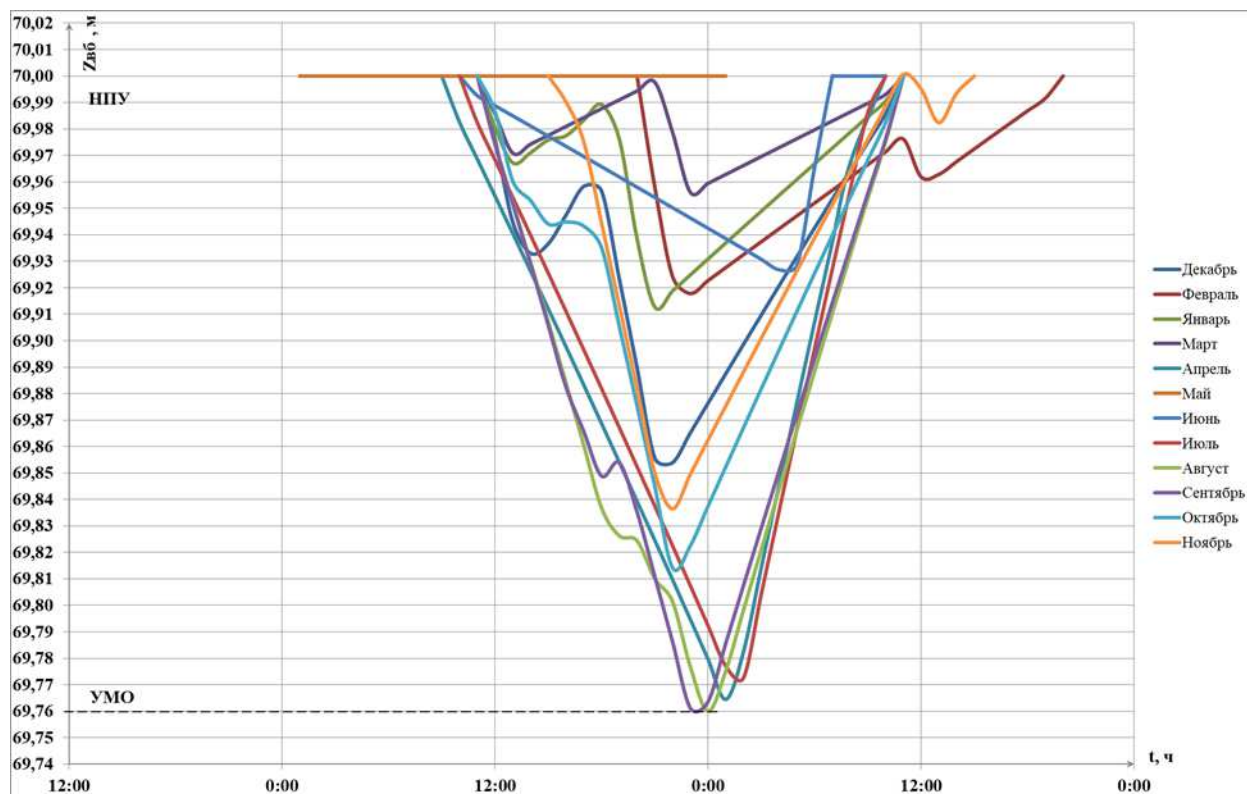


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

▼ УМО = 69,76 м.

### 2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

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

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{нагр.рез} \quad (2.11)$$

Нагрузочный резерв системы определяется из условия поддержания частоты и напряжения в допустимых пределах. Этот резерв составляет 2% зимнего максимума нагрузки и распределяется согласно отношению рабочей мощности ГЭС к суммарной рабочей мощности всех ГЭС данной энергосистемы. Результаты расчетов представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Рабочие и нагрузочные мощности существующих и проектируемой ГЭС

Рабочие мощности существующих ГЭС, МВт	Рабочая мощность проектируемой ГЭС, МВт	Нагрузочный резерв всей энергосистемы, МВт	Нагрузочный резерв существующих ГЭС, МВт	Нагрузочный резерв проектируемой ГЭС, МВт
934	44	40	38	2
932	44	39	37	2
880	29	37	35	2
850	44	34	32	2
797	44	31	30	2
789	44	30	28	2
789	44	30	28	2
797	44	31	30	2
850	44	34	32	2
880	44	37	35	2
932	44	39	37	2
934	44	40	38	2

$$N_{уст} = 44 + 2 = +46 \text{ МВт}$$

### 2.3 Баланс мощности и энергии

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем не только нагрузочный резерв, но также и аварийный, который составляет 10% от зимнего максимума нагрузки. Нагрузочный резерв расположен на ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчетов представлены в таблице 2.7 и на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.7 – Мощности энергосистемы в средневодном году

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{сист.}$ , МВт	2017	1947	1826	1686	1564	1494	1494	1564	1686	1826	1947	2017
$N_{сущ.ГЭС}$ , МВт	934	932	880	850	797	789	789	797	850	880	932	934
$N_{нагр.сущ.ГЭС}$ , МВт	38	37	35	32	30	28	28	30	32	35	37	38
$N_{нагр.проект.ГЭС}$ , МВт	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$N_{проект.ГЭС}$ , МВт	44	44	29	44	44	44	44	44	44	44	44	44
Навар. ТЭЦ, МВт	202	195	183	169	156	149	149	156	169	183	195	202
$N_{ТЭЦ}$ , МВт	1033	965	917	786	717	655	655	717	786	896	965	1033

Ремонтный резерв не учитывается, поскольку площадь провала оказалась больше суммарной ремонтной мощности всех энергоносителей.

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор числа и типа агрегатов

##### 3.1.1 Построение режимного поля

Для определения допустимых режимов Хевоскоски ГЭС, воспользовались методикой, изложенной [3, с. 61-65].

Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при отметке водохранилища равной НПУ (70 м), нижней границей - УМО (69,76 м)

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h_{вс}, \quad (3.1)$$

где  $z_{вб}(V_{сраб})$  - отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется от отметки НПУ до отметки УМО;

$z_{нб}(Q_{нб})$  - отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода  $Q_{нб}$ ;

$\Delta h$  - заданные потери в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый санитарным попуском:  $Q_{min}=33 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$N_{уст}^p = k_N Q_{ГЭС} H_{ГЭС}, \quad (3.2)$$

где  $k_N$  - заданный коэффициент мощности ( $k_N=8,9$ ).

Ниже расчетной точки режимное поле ограничено линией пропускной способности ГЭС, которая построена по следующей зависимости:

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  - максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе при расчетном по мощности напоре  $H_p = 16,36 \text{ м}$  ( $Q_{ГЭС}^{max}=317 \text{ м}^3/\text{с}$ ).

По приведенным выше уравнениям, параметры режимного поля представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи НБ для зимних и летних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности	
Q <sub>нб</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>нбзима</sub> , м	Z <sub>нблето</sub> , м	H <sub>НПУ</sub> , м	H <sub>УМО</sub> , м	H <sub>Звб1</sub> , м	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	50,00	50,00	20,00	19,77	19,85	19,00	272	16,36	317
30	50,80	50,84	19,20	18,97	19,05	18,50	279	16,23	316
60	51,43	51,50	18,57	18,34	18,42	18,00	287	16,20	315
90	51,93	52,00	18,07	17,84	17,92	17,50	295	16,15	315
120	52,31	52,39	17,69	17,46	17,54	17,00	304	16,10	314
150	52,62	52,69	17,38	17,15	17,23	16,50	313	16,05	314
180	52,85	52,93	17,15	16,92	17,00	16,25	318	16,00	313
210	53,04	53,11	16,96	16,73	16,81	16,20	319	15,95	313
240	53,20	53,26	16,80	16,57	16,65	16,15	320	15,90	313
270	53,33	53,39	16,67	16,44	16,52	16,10	321	15,85	312
300	53,44	53,50	16,56	16,33	16,41	16,05	322	15,80	312
346	53,60	53,66	16,40	16,17	16,25	16,00	323	15,75	311
370	53,68	53,73	16,32	16,09	16,17	15,95	324	15,70	311
400	53,78	53,83	16,22	15,99	16,07	15,90	325	15,65	310
430	53,87	53,93	16,13	15,90	15,98	15,85	326	15,60	310
450	53,93	54,00	16,07	15,84	15,92	15,80	327	15,55	309

По данным таблицы 3.1, построили режимное поле, представленное на рисунке 3.1.

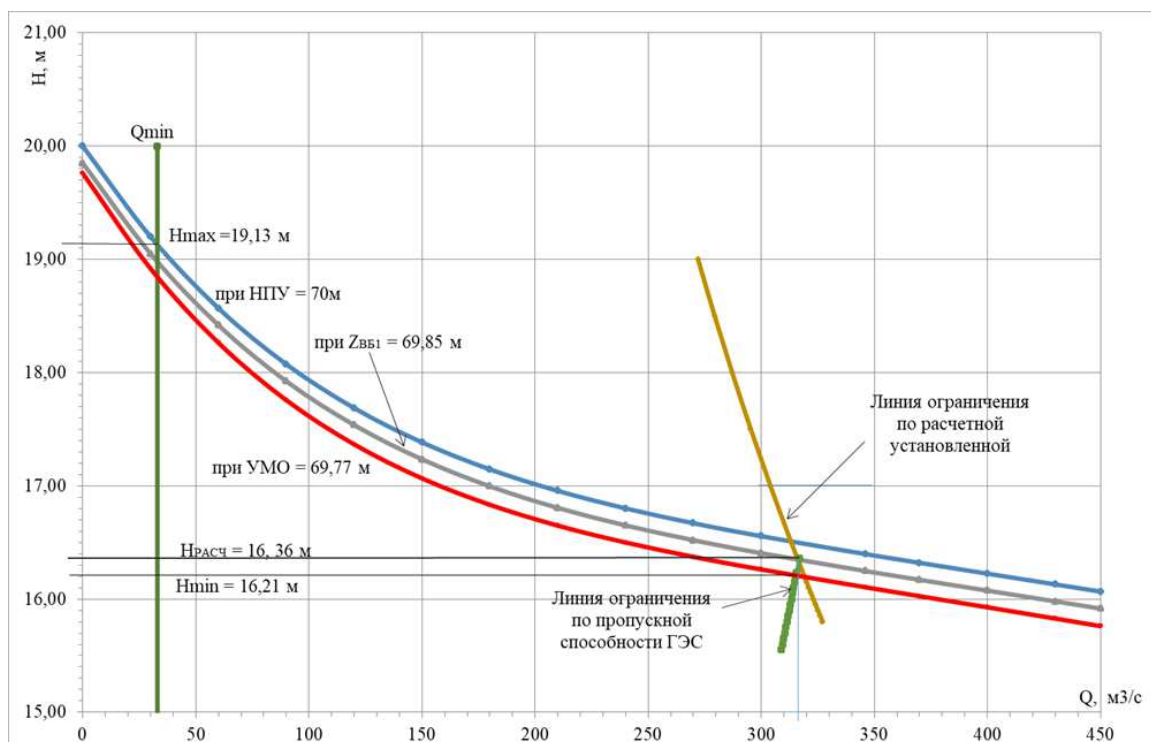


Рисунок 3.1. – Режимное поле Хевоскоки ГЭС



Из режимного поля определены следующие параметры:

- максимальный напор  $H_{\max} = 19,13$  м;
- расчетный напор  $H_{\text{расч}} = 16,36$  м;
- минимальный напор  $H_{\min} = 16,21$  м;
- минимальный расход  $Q_{\min} = 33$  м<sup>3</sup>/с;
- максимальный расход  $Q_{\max} = 317$  м<sup>3</sup>/с;

### 3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

По приведенным условиям соответствуют следующие виды турбин, параметры которых представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр	ПЛ20-ГК	ПЛ20-В
Максимальный напор гидротурбины, $H_{\text{пред}}$ , м	20	20
Диапазон регулирования, $H_{\min}/H_{\max}$	0,35	0,50
Приведенный расход в расчетной точке 1 (предварительно), $Q'_{\text{пр}}$ , л/с	2775	1853
Оптимальная приведенная частота вращения, $n'_{\text{ю}}$ , мин <sup>-1</sup>	155	146
КПД модели в расчетной точке 1 (предварительно), $\eta_{\text{мрт}}$	0,8583	0,882
Диаметр рабочего колеса модели, $D_{1\text{м}}$ , м	0,46	0,50
Напор модели, $H_{\text{м}}$ , м	3	10
Коэффициент кинематической вязкости модели, $\nu \cdot 10^6$ , м <sup>2</sup> /с	1,062	1,01
Коэффициент кинематической вязкости природы, $\nu \cdot 10^6$ , м <sup>2</sup> /с	1,51	1,51

Проводим проверку турбин по отношению  $H_{\min}/H_{\text{пред}}$ :

- ПЛ20-ГК

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} = \frac{16,21}{20} = 0,81 \geq 0,35 \quad (3.4)$$

- ПЛ20-В:

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} = \frac{16,21}{20} = 0,81 \geq 0,50 \quad (3.5)$$

Все типы турбин прошли проверку.

Производим расчет параметров турбин, задаваясь рядом стандартных диаметров рабочих колес. При расчете пользуемся методикой, изложенной [3, с. 66-69]. Рассчитанные параметры турбин представлены в таблице 3.3

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{\text{мрт}}) \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_p}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{м}}}} \right), \quad (3.6)$$

где  $\eta_{\text{мрт}}$ ,  $D_{1\text{м}}$ ;  $H_{\text{м}}$  - КПД, диаметр и напор модельной турбины ;

$D_1$ ;  $H_p$  – диаметр (задается стандартным рядом) и расчетный напор натурной турбины;

$v_{\text{м}}$ ;  $v_{\text{н}}$  - коэффициенты кинематической вязкости воды для модельной и натурной гидротурбины.

Мощность агрегата в расчетной точке (пересчитывается после уточнения числа агрегатов):

$$N_a^* = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{\text{Г}}^{\text{ср}}, \quad (3.7)$$

где  $Q'_{\text{Ip}}$  - приведенный расход воды в предварительной расчетной точке;

$\eta_T$  - КПД натурной гидротурбины, определяемый по формуле 1.6;

$\eta_{\text{Г}}^{\text{ср}}$  - средний КПД генератора.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов округляется до ближайшего большего числа кратного 2 или 3:

$$Z_a = \frac{N_{\text{уст}}}{N_a^*}, \quad (3.8)$$

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

$N_a^*$  - мощность агрегата в расчетной точке (определяется по формуле 3.7).

Мощность агрегата в расчетной точке уточненная:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{46000}{3} = 15333 \text{ кВт}$$

Поправка КПД при переходе от модели к натурной турбине:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_{\text{м}}} \quad (3.9)$$

Синхронная частота вращения турбины (округляется по стандартному ряду до ближайшего большего):

$$n_c^* = \frac{n'_{1\text{p}} \cdot \sqrt{H_p^N \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.10)$$

где  $n'_{1\text{p}}$  - приведенная частота вращения в расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее

большее стандартное значение  $n_c$ .

Значения приведенной частоты вращения для напоров  $H_{max}; H_p; H_{min}$  находятся по формуле (3.11) и нанесены на универсальную характеристику выбранной турбины, представленной в (приложении В):

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta_p}} \quad (3.11)$$

Окончательное положение расчетной точки на линии  $n'_{IH_p}$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата. Для этого на  $n'_{I_p} = const$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q'_I$ , чтобы выполнялось условие 3.12:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{Г}^{cp}} \quad (3.12)$$

Линия, проходящая через расчетную точку, параллельно ближайшему открытию направляющего аппарата  $a_0$  будет являться линией ограничения по турбине.

На линии  $n'_{I_{min}} = const$  необходимо найти вторую точку так, чтобы выполнялось условие 3.13:

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

Проведенная через эти точки линия будет являться ограничением по установленной мощности агрегата.

Определим положения линий ограничения по минимальному расходу, для этого с режимного поля пересчитаем в координаты универсальной характеристики приведенные расходы для двух значений напора  $H_{max}$  и  $H_{min}$  по формуле:

$$Q'_{I_{max}} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} \quad (3.14)$$

$$Q'_{I_{min}} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} \quad (3.15)$$

где  $Q_{min}$  - минимальный расход через турбину;  
 $D_1$  - диаметр натурной турбины;  
 $H$  - напор ( $H_{max}$  или  $H_{min}$ );  
 $\Delta$  - поправка.

Все расчеты для выбранных турбин сведены в таблицы 3.3; 3.4; 3.5 и 3.6.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ20-ГК.

$D_1$	м	2,24	2,5	2,8	3	3,15	3,55
$\eta_T$	-	0,894	0,896	0,898	0,898	0,899	0,901
$N_a^*$	МВт	7842	9785	12295	14129	15588	19833
$Z_a^*$	шт	5,9	4,7	3,7	3,3	3,0	2,3
$Z_a$	шт	6	6	4	4	3	3
$N_a$	МВт	7667	7667	11500	11500	15333	15333
$\Delta$	-	1,042	1,044	1,046	1,047	1,048	1,049
$n'_c$	мин <sup>-1</sup>	285,7	256,2	229,0	213,8	203,7	180,9
$n_c$	мин <sup>-1</sup>	300	300	230,8	214,3	214,3	187,5
$n'_{max}$	мин <sup>-1</sup>	163,50	182,32	156,96	156,07	163,82	161,4
$n'_{расч}$	мин <sup>-1</sup>	162,75	181,48	156,24	155,36	163,07	160,7
$n'_{min}$	мин <sup>-1</sup>	150,51	167,83	144,49	143,67	150,80	148,6
$Q'_{расч} \cdot \eta_T$	-	2,43	1,95	2,33	2,03	2,45	1,93
$Q'_{1min} \cdot \eta_T$	-	1,92	1,54	1,84	1,60	1,94	1,53
$Q'_{I max}$	м <sup>3</sup> /с	1,473	1,182	0,941	0,819	0,743	0,584
$Q'_{I min}$	м <sup>3</sup> /с	1,600	1,284	1,022	0,890	0,807	0,635

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ20-ГК

$D_1$	м	4	4,25	4,5	4,75	5,0
$\eta_T$	-	0,902	0,903	0,904	0,904	0,905
$N_a^*$	МВт	25221	28496	31972	35649	39528
$Z_a^*$	шт	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2
$Z_a$	шт	2	2	2	2	2
$N_a$	МВт	23000	23000	23000	23000	23000
$\Delta$	-	1,051	1,052	1,053	1,054	1,054
$n'_c$	мин <sup>-1</sup>	160,69	151,30	142,95	135,47	128,74
$n_c$	мин <sup>-1</sup>	166,7	166,7	150	136,4	136,4
$n'_{max}$	мин <sup>-1</sup>	161,5	171,57	163,40	156,78	164,98
$n'_{расч}$	мин <sup>-1</sup>	160,8	170,78	162,65	156,06	164,22
$n'_{min}$	мин <sup>-1</sup>	148,7	157,93	150,41	144,32	151,86
$Q'_{расч} \cdot \eta_T$	-	2,28	2,02	1,80	1,62	1,46
$Q'_{1min} \cdot \eta_T$	-	1,81	1,60	1,43	1,28	1,16
$Q'_{I max}$	м <sup>3</sup> /с	0,460	0,407	0,363	0,326	0,294
$Q'_{I min}$	м <sup>3</sup> /с	0,500	0,442	0,394	0,354	0,319

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ20-В

$D_1$	м	2,24	2,5	2,8	3	3,15	3,55
$\eta_T$	-	0,903	0,904	0,906	0,907	0,907	0,909
$N'_a$	МВт	5286	6595	8286	9521	10504	13363
$Z'_a$	шт	8,70	6,975	5,6	4,8	4,4	3,4
$Z_a$	шт	9	8	6	6	6	4
$N_a$	МВт	5111	5750	7667	7667	7667	11500
$\Delta$	-	1,024	1,025	1,027	1,028	1,029	1,030
$n'_c$	мин <sup>-1</sup>	266,73	239,18	213,73	199,58	190,14	168,86
$n_c$	мин <sup>-1</sup>	300	250	214,3	200	200	187,5
$n'_{max}$	мин <sup>-1</sup>	164,97	153,31	147,06	146,98	154,28	162,87
$n'_{расч}$	мин <sup>-1</sup>	164,21	152,60	146,39	146,31	153,57	162,12
$n'_{min}$	мин <sup>-1</sup>	151,86	141,12	135,38	135,30	142,02	149,92
$Q'_{1расч} \cdot \eta_T$	-	1,62	1,46	1,55	1,35	1,23	1,45
$Q'_{1min} \cdot \eta_T$	-	1,28	1,16	1,23	1,07	0,970	1,15
$Q'_{imax}$	м <sup>3</sup> /с	1,486	1,192	0,950	0,827	0,750	0,590
$Q'_{imin}$	м <sup>3</sup> /с	1,615	1,295	1,032	0,898	0,814	0,641

Таблица 3.6 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ20-В

$D_1$	м	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3
$\eta_T$	-	0,910	0,911	0,912	0,912	0,913	0,914
$N'_a$	МВт	16993	19199	21540	24017	26629	29942
$Z'_a$	шт	2,7	2,4	2,1	1,9	1,73	1,5
$Z_a$	шт	3	3	3	2	2	2
$N_a$	МВт	15333	15333	15333	23000	23000	23000
$\Delta$	-	1,032	1,033	1,034	1,034	1,035	1,036
$n'_c$	мин <sup>-1</sup>	149,98	141,21	133,42	126,44	120,16	113,40
$n_c$	мин <sup>-1</sup>	150	142,8	136,4	136,4	125	115,4
$n'_{max}$	мин <sup>-1</sup>	146,69	148,32	149,95	158,23	152,59	149,26
$n'_{расч}$	мин <sup>-1</sup>	146,02	147,64	149,26	157,50	151,88	148,58
$n'_{min}$	мин <sup>-1</sup>	135,03	136,53	138,03	145,65	140,46	137,40
$Q'_{1расч} \cdot \eta_T$	-	1,52	1,35	1,20	1,62	1,46	1,30
$Q'_{1min} \cdot \eta_T$	-	1,20	1,07	0,95	1,28	1,16	1,03
$Q'_{imax}$	м <sup>3</sup> /с	0,464	0,411	0,366	0,329	0,297	0,264
$Q'_{imin}$	м <sup>3</sup> /с	0,504	0,447	0,398	0,357	0,322	0,287

Произведем анализ по каждому типу турбин:

1) ПЛ20-ГК :

Турбины диаметрами 2,24 – 3 м в дальнейшем рассматриваться не будут, поскольку количество агрегатов является большим, а их мощности малы.

Турбина диаметром 4,25 м не подходит, так как линии приведенных

частот вращения исключают точку оптимума.

Для диаметров 3,15; 3,55; 4; 4,5; 4,75; 5 м по данным таблицы 3.3 и таблицы 3.4 перенесем параметры на ГУХ (рисунки В.1 и В.2 приложения В), зона работы турбины диаметром 5 м на характеристике не содержит точку оптимума и в дальнейшем рассматриваться не будут. Для рабочих диапазонов турбин диаметрами 3,15; 3,55; 4,5; 4,75 м отсутствуют данные о кавитации, и в дальнейшем будет невозможно выполнить расчет высоты отсасывания.

2) ПЛ20-В:

Турбины диаметрами 2,24 – 3,55 м выпадают из дальнейшего рассмотрения из-за большого количества агрегатов.

Турбины диаметрами 4,25 – 5,3 м рассматриваться не будут, так как линия ограничения, соответствующая минимальным расходам, выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики.

Турбина диаметром 4,25 м

Для диаметра 4 м по данным таблицы 3.6, перенесем параметры на ГУХ (рисунок В.3 приложения В).

В результате анализа выбираем турбины ПЛ20-ГК-400, ПЛ20-В-400.

## 3.2 Гидротурбины и их проточная часть

### 3.2.1 Определение отметки установки рабочего колеса турбины

Воспользуемся методикой расчёта, изложенной в литературе [4, с. 8; 21-22]

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

$$\nabla Z_{p.k} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.16)$$

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

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

- работа одного агрегата с установленной мощностью при  $H_{max}$ ;
- работа одного агрегата с установленной мощностью при  $H_p$ ;
- работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения;

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_S = 10,3 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma H - 1,5 + \Delta Z_{x.pl}, \quad (3.17)$$

где  $\sigma$  - коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике ;

$\Delta Z_{x,пл}$  – для вертикальной ПЛ турбины принимается 0, для ПЛ-ГК принимается  $-D_1/2$ ;

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

Для примера рассчитывается отметка установки рабочего колеса для ПЛ20-В-400.

### 3.2.1.1 Работа одного агрегата с установленной мощностью при расчетном напоре

На рабочем диапазоне универсальной характеристики гидротурбины находим точку 2, лежащую на линии  $n'_{Iр} = const$ .

Пересчет приведенного расхода в точке 2:

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,7 \cdot 4^2 \cdot \sqrt{16,36} = 110,02 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.18)$$

По главной универсальной характеристике определяем  $\sigma=0,715$ . По кривой расходов определяем  $Z_{НБ}(Q_{НБ})=52,28$  м.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,3 - \frac{52,28}{900} - 0,715 \cdot 16,36 - 1,5 = -2,96 \text{ м}$$

Отметка РК:

$$\nabla Z_{p,к} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = 52,28 + (-2,96) = 49,32 \text{ м} \quad (3.19)$$

### 3.2.1.2 Работа одного агрегата при $H_{max}$ и установленной мощности

На рабочем диапазоне универсальной характеристики гидротурбины находим точку 1, лежащую на линии  $n'_{Imin} = const$ .

Пересчет приведенного расхода в точке 1:

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max}} = 1,36 \cdot 4^2 \cdot \sqrt{19,13} = 95,17 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.20)$$

В этой точке 1 определяем  $\sigma=0,485$ . По кривой расходов определяем  $Z_{НБ}(Q_{НБ})= 52,08$  м.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,3 - \frac{52,08}{900} - 0,485 \cdot 19,13 - 1,5 = -0,54 \text{ м}$$

Отметка РК:

$$\nabla Z_{p.k} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = 52,08 + (-0,54) = 51,54 \text{ м} \quad (3.21)$$

### 3.2.1.3 Работа одного агрегата при $H_{\min}$ и соответствующей ему мощности на линии ограничения

На рабочем диапазоне универсальной характеристики гидротурбины находим точку 3, лежащую на линии  $n'_{I_{max}} = const$ .

Пересчет приведенного расхода в точке 3:

$$Q_1 = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min}} = 1,699 \cdot 4^2 \cdot \sqrt{16,21} = 109,45 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.22)$$

По главной универсальной характеристике определяем  $\sigma=0,715$ . По кривой расходов определяем  $Z_{НБ}(Q_{НБ})=52,27 \text{ м}$ .

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,3 - \frac{52,27}{900} - 0,715 \cdot 16,21 - 1,5 = -2,85 \text{ м}$$

Отметка РК:

$$\nabla Z_{p.k} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = 52,27 + (-2,85) = 49,42 \text{ м} \quad (3.23)$$

Учитывая, что ГЭС находится на скальном основании, высота отсасывания для турбины ПЛ20-ГК-400 является экономически неприемлемой и превышает 8м, что приведёт к значительному удорожанию строительства ГЭС.

В дальнейшем принимаем к установке турбину ПЛ20-В-400. Принимаем отметку установки рабочего колеса  $\nabla Z_{p.k} = 49,32 \text{ м}$ .

### 3.2.2 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

В соответствии с ГОСТ 108.023.105-84, выбираем 1 схему компоновки агрегата.

### 3.2.3 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛ20-В-400

Произведем расчет спиральной камеры воспользовавшись методикой, изложенной в [5].

Из ГУХ турбины ПЛ20-В-400:  $Q'_{\max} = 1,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ , угол обхвата  $\varphi = 210^\circ$ .

Расчет спиральной камеры произведён аналитическим методом, весь расчет сведен в таблицу 3.7.



Таблица 3.7 – Результаты расчета бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения					
	входное	1	2	3	4	5
$r_i$	6,52	6,17	5,83	5,48	5,13	4,79
$b_i$	6,12	5,27	4,52	3,85	3,28	2,79
$r_k$	4,28	4,05	3,85	3,67	3,52	3,39
$r_k/r_a$	1,38	1,31	1,24	1,18	1,13	1,09
$\ln(r_k/r_a)$	0,322	0,268	0,217	0,169	0,126	0,089
$r_i/r_a$	2,10	1,99	1,88	1,77	1,66	1,54
$\ln(r_i/r_a)$	0,74	0,69	0,63	0,57	0,50	0,43
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	4,55	3,63	2,85	2,20	1,65	1,21
$r_k \cdot \text{ctgy}$	15,98	15,13	14,37	13,71	13,13	12,65
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln(r_k/r_a)$	5,147	4,051	3,112	2,318	1,658	1,121
$m_i$	4,40	3,55	2,80	2,13	1,56	1,07
$J_i$	4,03	3,37	2,77	2,24	1,78	1,40
$\varphi_i$	210,0	175,3	144,1	116,7	92,9	72,7
$a_i$	3,42	3,07	2,73	2,38	2,03	1,69
$Q_i$	64,18	53,57	44,05	35,66	28,39	22,23
$F_i$	19,01	15,19	11,95	9,24	7,02	5,23
$v_{\text{ср}}$	3,38	3,53	3,69	3,86	4,05	4,25

Окончание таблица 3.7

Величина	Сечения					
	6	7	8	9	10	выходное
$r_i$	4,44	4,10	3,75	3,40	3,06	2,71
$b_i$	2,40	2,09	1,88	1,75	1,72	1,78
$r_k$	3,28	3,20	3,14	3,11	3,10	3,12
$r_k/r_a$	1,06	1,03	1,01	1,00	1,00	1,00
$\ln(r_k/r_a)$	0,057	0,032	0,014	0,003	0,000	0,005
$r_i/r_a$	1,43	1,32	1,21	1,10	0,99	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,36	0,28	0,19	0,09	-0,01	-0,13
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	0,86	0,58	0,36	0,16	-0,02	-0,24
$r_k \cdot \text{ctgy}$	12,25	11,95	11,73	11,61	11,58	11,63
$r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln(r_k/r_a)$	0,697	0,379	0,160	0,035	0,001	0,057
$m_i$	0,68	0,37	0,16	0,03	0,001	0,06
$J_i$	1,07	0,81	0,59	0,39	0,21	-0,01
$\varphi_i$	55,9	42,1	30,6	20,6	10,8	-0,4
$a_i$	1,34	1,00	0,65	0,30	-0,04	-0,39
$Q_i$	17,09	12,86	9,35	6,28	3,30	-0,12
$F_i$	3,83	2,74	1,89	1,20	0,60	-0,02
$v_{\text{ср}}$	4,46	4,70	4,95	5,22	5,52	6

На основании таблицы 3.7 строим зависимость  $\varphi = f(r_i)$ , рисунок 3.2.

$$\varphi_{сп} = f(r_i)$$

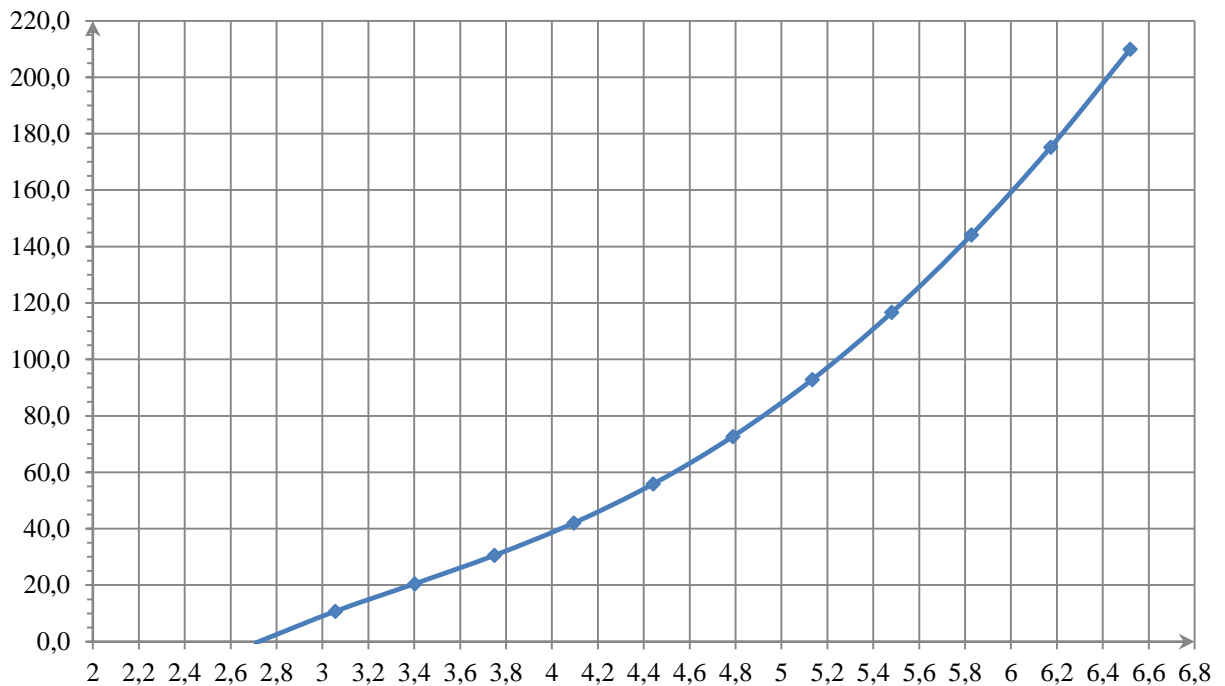


Рисунок 3.2 – Изменение диаметра спиральной камеры

Последовательно задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , снимаем все значения соответствующих радиусов и заносим их в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Зависимость радиуса от угла спиральной камеры

φ, °	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
r <sub>i</sub> , м	2,71	3,48	4,08	4,48	4,78	5,04	5,26	5,46	5,64	5,84	5,96	6,12	6,26	6,38	6,52

По таблице 3.8 и компоновочному чертежу (Приложение В, рисунок В.4) построили спиральную камеру с видом сверху (Приложение В, рисунок В.5).

### 3.2.3 Расчет вала на прочность

Произведем расчет вала на прочность.

$$D_B^* \geq (5.1 \cdot M_{кр} / [\tau_{доп}])^{0,33} \text{ м}, \quad (3.24)$$

где  $[\tau_{доп}] = 35 \text{ мПа}$ ;

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot N / n_{синх}. \quad (3.25)$$

Результаты расчетов занесем в таблицу 3.9:

Таблица 3.9–Результаты расчета вала на прочность

N	$n_{снпр}$	D1	$\tau_{доп}$	M <sub>кр</sub>	Dв пр
кВт	об/мин	м	Па	МН/м	м
15333	150	4	32,5	0,996	0,542

Принимаем диаметр вала из стандартных значений равный 0,55 м.

### 3.2.4 Расчет подшипника

Рассчитаем два варианта подшипников согласно методике, приведенной в [4, с. 23].

Результаты расчетов приведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Расчет подшипников

Кольцевой					Сегментный					
d п	R <sub>рад</sub>	U	[p <sub>уд</sub> ]	p <sub>уд</sub>	Z <sub>сег</sub>	$\alpha$	R <sub>1</sub>	l <sub>сегм</sub>	p <sub>уд</sub>	[p <sub>уд</sub> ]
м	кН	м/сек	кПа	кПа	шт	°	кН	м	кПа	кПа
0,57	20,4	8,95	259,7	119,6	8	45	8,47	0,20	338,3	447,7

$$p_{уд} \leq [p]_{уд пр} \quad (3.26)$$

Из условия 3.29, выбираем сегментный подшипник, поскольку он менее трудоемкий при изготовлении и удобнее при эксплуатации.

### 3.2.5 Выбор типа МНУ и колонки управления

По номограмме представленной в [8. с, 143] для турбины ПЛ20-В-400 выбираем тип маслонапорной установки: МНУ 2,5/1-40-4-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА 2,5/1-40 вместимостью 2,5 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда с номинальным избыточным давлением 4 МПа, с маслонапорным агрегатом МА 4-2, имеющим сливной бак вместимостью 4 м<sup>3</sup> с двумя насосами, подача которых 6,23 л/с.

По таблице, приведенной в [8. с, 103] выбираем электрогидравлический регулятор: ЭГРК-100.

## 3.3 Гидрогенераторы

Подбираем гидрогенератор по справочным данным для утвержденной турбины ПЛ20-В-400 по следующим параметрам:  $N_a = 15,333$  МВт;  $n_c = 150$  об/мин.

Подобран серийный гидрогенератор ВГС 525/114-40, со следующими данными, представленными в таблице 3.11.

Таблица 3.11–Номинальные данные гидрогенератора ВГС 525/114-40

Параметры	Единицы	Значения
1 Номинальная полная мощность, $S_{ном}$	МВА	17,5
2 Номинальная активная мощность, $P_{ном}$	МВт	14
3 Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	-	0,8
4 Номинальное напряжение, $U_{ном}$	кВ	10,5
5 Номинальная частота вращения, $n_{ном}$	об/мин	150
6 Синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси, $X_d$	о.е.	1
7 Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси, $X'_d$	о.е.	0,37
8 Система возбуждения	-	Электромашинная

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Поскольку планируемая ГЭС будет строиться в условиях крайнего Севера, к ней предъявляется требование повышенной надежности. Данному условию отвечает схема «1Т – 1Г», представленная на рисунке 4.1.

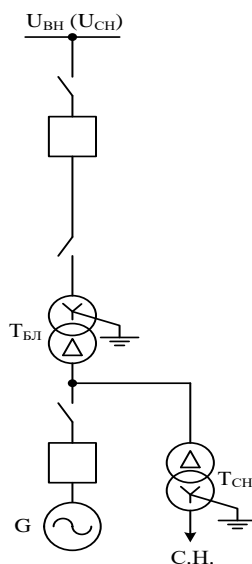


Рисунок 4.1 - Структурная схема простого блока

Капитальные затраты для выбранной схемы оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}, \quad (4.1)$$

где  $K_{\text{РУ}}$  - расчетная стоимость ячейки.

$$K_{\text{РУ}}^{110} = 30\,264 \text{ тыс. руб.};$$

$K_{\text{T}}$  - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора единичного блока;

$$K_{\text{T}}^{110} = 103\,166 \text{ тыс. руб.}; \text{ (ТДЦ-21000/110);}$$

$$K_{\text{T}_{\text{сн}}}^{10} = 500 \text{ тыс. руб.}; \text{ (ТСЗ-400/10).}$$

Таким образом, для единичных блоков:

$$K_1^{110} = (6 \cdot 30624 + 3 \cdot 103166 + 12 \cdot 500) = 497\,082 \text{ тыс. руб.}$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + I_i, \quad (4.2)$$

где  $E_H$  – нормальный коэффициент, принимаемый по [64].

$$Z_1 = 0,15 \cdot 497\,082 + 591,98 = 75\,154 \text{ тыс. руб./год}$$

## 4.2 Главные повышающие трансформаторы

### 4.2.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с объединенными блоками

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = S_{\Gamma \text{ ном}} - S_{\text{с.н.}} = 17,5 - 17,5 \cdot 0,01 = 17,33 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где  $S_{\text{с.н.}}$  – полная нагрузка собственных нужд, МВА.

По каталогу ООО "Энергозавод" выбираем трансформаторы ТДЦ 21000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 21000/110

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_x, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
21	121	10,5	10,5	85	19	0,35

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок  $T_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4445}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2831 \text{ ч/год} \quad (4.4)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot \tau = 1 \cdot 0,019 \cdot 2831 = 53,79 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{T ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,085}{1} \cdot \left(\frac{17,5}{21}\right)^2 \cdot 2831 = 167,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.6)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.7)$$

$$I_{\text{пот}} = 2,68 \cdot 53790 + 2,68 \cdot 167100 = 591,98 \text{ тыс. руб./год},$$

где  $\beta_1, \beta_2$  – стоимость одного кВт · ч электроэнергии.

Для 3-х блоков:

$$И_{\text{ПОТ}}^{110} = 3 \cdot 591,98 = 1775,94 \text{ тыс. руб/год,}$$

#### 4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1% от  $S_{\Gamma \text{ ном}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = 0,01 \cdot \frac{14000}{0,8} = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

По каталогу электротехнической компании «Слав-РосЭнергоТранс» выбираются 12 трансформаторов ТСЗ-400/10,5.

### 4.3 Распределительное устройство

#### 4.3.1 Выбор количества отходящих воздушных линий

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n = \frac{(S_{\text{уст}} - S_{\text{сн}}) \cdot \cos\varphi_{\text{с}}}{P_{\text{нат}}} + 1 \quad (4.9)$$

$$n = \frac{(52,5 - 0,525) \cdot 0,8}{30} + 1 \approx 2$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным  $n_{\text{л}} = 2$  шт.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{52,5}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 137,9 \text{ А} \quad (4.10)$$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{52,5}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 275,9 \text{ А} \quad (4.11)$$

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ выбираем провод АС – 95/16. Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$ .

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

### 4.3.2 Выбор схемы РУ ВН

В соответствии с Технической политикой ОАО «РусГидро», «вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые РУ 110 кВ и выше должны выполняться, как правило, КРУЭ внутри здания. В зонах холодного климата с минимальной температурой  $-50^{\circ}\text{C}$  и ниже, а также в зонах со снежным покровом более 1,5м применение КРУЭ обязательно».

Число присоединений РУ –5:

- 2 ВЛ;
- 3 блока;

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", окончательно принимаем схему распределительного устройства по производителю выбранного КРУЭ – расширенный мостик (рисунок 4.2)

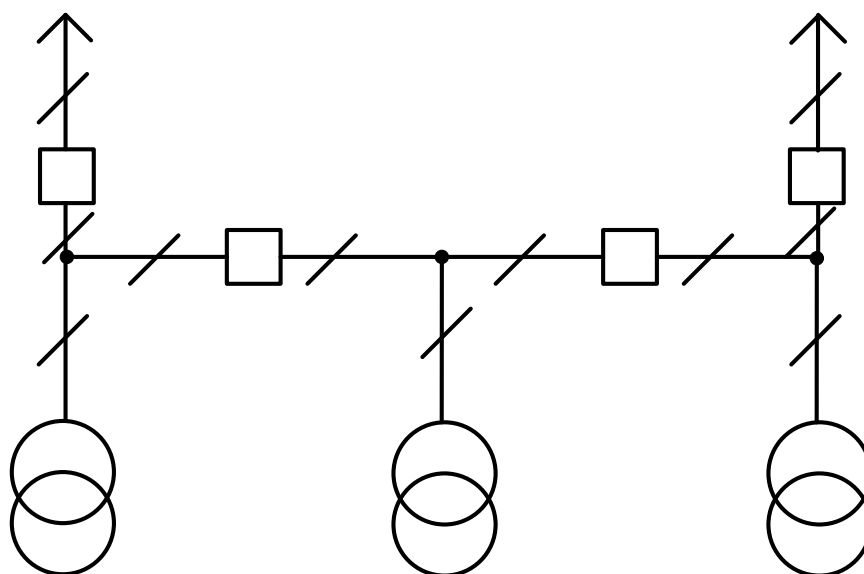


Рисунок 4.2 - Структурная схема РУ ВН

## 4.4 Электротехническое оборудование

### 4.4.1 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в РУ ВН в программном комплексе «RASTR WIN 3»

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,37 \cdot \frac{10,5^2}{17,5} = 2,3 \text{ Ом} \quad (4.12)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное продольное сопротивление генератора;



$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора;  
 $S_{\text{НОМ}}$  – полная мощность генератора.  
 Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\phi} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ} \quad (4.13)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К}}\% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 21} = 60,5 \text{ Ом} \quad (4.14)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{115^2}{150} = 81,2 \text{ Ом} \quad (4.15)$$

Линии связи 110 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,397 \cdot 28,14}{2} = 5,6 \text{ Ом} \quad (4.16)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\phi 1} = 1 \cdot 115 = 115 \text{ кВ} \quad (4.17)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{110} = 0,09 \quad (4.18)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{50} = \frac{2,3}{50} = 0,05 \text{ Ом} \quad (4.19)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{50} = \frac{81,2}{50} = 1,6 \text{ Ом} \quad (4.20)$$

$$r_{\text{Л}} = \frac{r_{0,\text{уд}} \cdot l}{n} = \frac{0,31 \cdot 28,14}{2} = 4,3 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

$$r_{\Gamma} = \Delta P_{\text{К}} \cdot \frac{U_{\phi}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,085 \cdot \frac{115^2}{21^2} = 2,3 \text{ Ом} \quad (4.22)$$

$$T_{ар} = \frac{x_{г}}{w \cdot r_{г}} = \frac{2,3}{314 \cdot 0,05} = 0,15 \text{ с} \quad (4.23)$$

$$T_{аш} = \frac{x_{\Sigma}}{w \cdot r_{\Sigma}} = \frac{20,3}{314 \cdot 2,14} = 0,03 \text{ с} \quad (4.24)$$

Рисунки Г.1-Г.7 с внесёнными в RastrWin исходными данными представлены в Приложении Г. Получившиеся данные показаны в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

№	Тип	Ипо, кА	iy, кА
К2	3ф	9,18	25,12
К1	3ф	1,4	3,39
К1	1ф	0,7	1,7

#### 4.4.2 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г3:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{17,5}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1012 \text{ А} \quad (4.25)$$

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т3 определяется рабочим током генератора:

$$I_{Т,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{21}{\sqrt{3} \cdot 121} = 105 \text{ А} \quad (4.26)$$

Рабочий ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{Л,раб.} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_{л} \cdot U_{НОМ}} = \frac{52,5}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 138 \text{ А} \quad (4.27)$$

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

$$I_{Л,раб.утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot (n_{л} - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{52,5}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 276 \text{ А} \quad (4.28)$$

#### 4.4.3 Выбор и проверка аппаратов 110 кВ

КРУЭ имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, то остальное оборудование (измерительные трансформаторы напряжения и тока, заземляющие ножи, разъединители и т.д.) проходит по термической стойкости. Расчеты сведены в таблицы 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3 – Таблица по выбору КРУЭ высшего напряжения 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ЯГК-110	Разъединитель/заземлитель
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 276 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 1,4 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	н/д
$i_y = 3,39 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.срв}} = 100 \text{ кА}$	н/д
$V_k = (t_{\text{рз}} + t_{\text{откл}}) \cdot I_{\text{по}} = 0,08 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.4 – Приборы, устанавливаемые в цепи 110 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	Omix P99-MA-3	RS-485	0,5	5
Синхронизатор	АС-МЗ	Ethernet M-bus	0,5	35

Исходя из рабочего утяжеленного тока выбираем ВЧ заградитель – ВЗ-1250-0,5. Фильтр присоединения выбираем ФПМ- Рс 4400, укомплектован конденсатором связи. КРУЭ ЯГК-110 фирмы «Энергомеханический завод» (Санкт-Петербург) включает в себя всё необходимое оборудование для эксплуатации: измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители, ограничители перенапряжения, заземлители. Это оборудование было спроектировано специально для выключателя, и дополнительная проверка их не требуется.

Паспортные данные ячейки представлены в таблице Г.1 приложения Г.

#### 4.4.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

В качестве генераторного выключателя принимаем выключатель типа ВРС – 10,5 производства «Высоковольтный союз» (Екатеринбург), паспортные данные представлены в таблице 4.5 и в таблице Г.2 приложения Г.

Таблица 4.5 – Выключатель ВРС – 10,5

Параметры	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Ток максимальный рабочий, А	1012	1250
$I_{\text{по}}$ , кА	9,18	20
$i_y$ , кА	25,12	52
$V_k$ , кА <sup>2</sup> ·с	3,57	1200

Принимаем разъединитель серии РКВ – 10,5/2000УЗ производства «ЗЭТО» (Великие Луки), паспортные данные представлены в таблице 4.6 и в таблице Г.3 приложения Г.

Таблица 4.6 – Разъединитель/заземлитель РКВ – 10,5/2000УЗ

Параметры	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение, кВ	10,5	10,5
Ток максимальный рабочий, А	1012	2000
$I_{по}$ , кА	9,18	31,5
$i_y$ , кА	25,12	80
$Вк$ , кА <sup>2</sup> ·с	3,57	2977

## 5 Устройства РЗА

### 5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора ВГС-525/114-40– 17,5 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий
- Защита от длительной форсировки
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-21000/121:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 110кВ;
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 110 кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита(от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 110кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

## 5.2 Описание защит и расчет их уставок

### 5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_H = 962 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 1000/5 \text{ А}$ .

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 962 = 48,1 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 48,1 = 96,2 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

Принимаем уставку:

$$I_{ср0} = 0,2 \cdot I_H = 0,2 \cdot 962 = 192,4 \text{ А} \quad (5.3)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.4)$$

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

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

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{X_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,25} \cdot 962 = 4530,6 \text{ А} \quad (5.5)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4530,6 = 453,06 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}}, \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{Н}} = 2$  – Коэффициент надежности;

$I_{\text{Т}}$  – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.

$$K_T > \frac{453,06 \cdot 2}{4530,6} = 0,2$$

Принимаем уставку  $K_T = 0,4$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5 \quad (5.7)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,2}{0,2} = 0,5 \quad (5.8)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

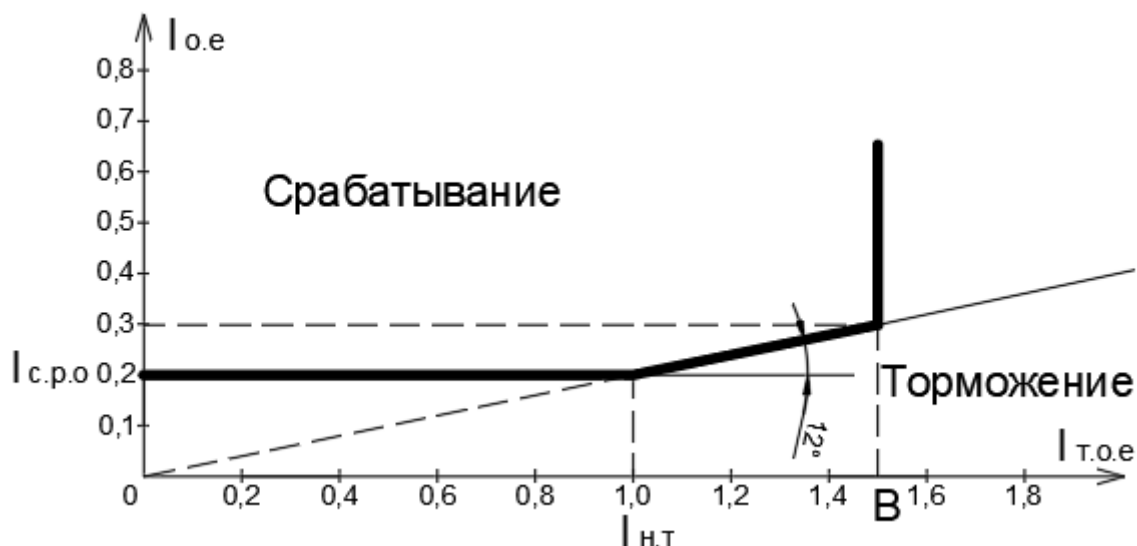


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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



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

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

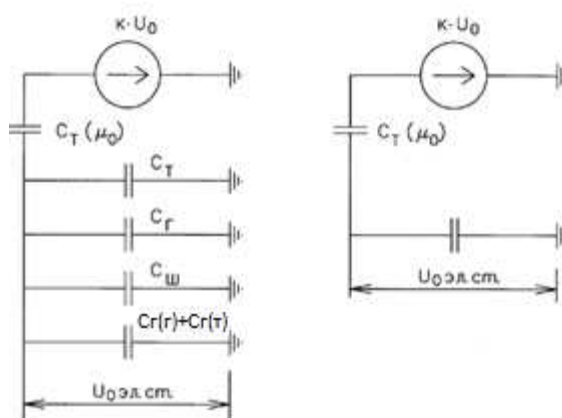


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения  $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu\text{Ф})}{C_T(\mu\text{Ф}) + C_{\Sigma}}, \quad (5.9)$$

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

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

$C_T(\mu\text{Ф})$  – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,010 мкФ/фазу;

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

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

$C_Ш$  – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ} \quad (5.10)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{ш}} + C_{\text{ВГ}} = \\ = 0,0073 + 0,48 + 0,008 + 0,25 = 0,75 \text{ мкФ/фазу} \quad (5.11)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,75 = 4,33 \text{ А} \quad (5.12)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110:

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 23290 \cdot \frac{0,010}{0,01+0,75} = 152,13 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 152,13}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 1,32 \text{ В}, \quad (5.13)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,5$  – коэффициент надежности;  
 $n_{\text{ТН}}$  – коэффициент трансформации ТН;  
 $K_{\text{В}} = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с, действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой равной 10 В с выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата с последующим отключением выключателя генератора, гашением полей ГГ и ВГ, остановом турбины и сбросом аварийно-ремонтных затворов;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

При  $K_{\text{Т}} = 1,5$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 28,6% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,5+2} = 0,29 \text{ о.е.} \quad (5.14)$$

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

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

### 5.2.3 Защита от повышения напряжения

Уставка комплекта  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.15)$$

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

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

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.16)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09I_H$ .

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

### 5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

$$I_{*2} = I_2/I_H, \quad (5.17)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.18)$$

где  $A = 30$  – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_{\text{н}} = 0,07 \cdot 962 = 67,36 \text{ А} \quad (5.19)$$

2) Пусковой орган  $I_{*2\text{пуск}}$ , срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{макс}} = 700$  с.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t_{\text{макс}}}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \quad (5.20)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17 \quad (5.21)$$

$$I_{2\text{пуск}} = 0,17 \cdot I_{\text{н}} = 0,17 \cdot 962 = 166 \text{ А} \quad (5.22)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{пуск}} = 0,17$ .

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1008 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} \quad (5.23)$$

$$A_{\text{ио}} = 30 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{ср}} \quad (5.24)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_n$	1,0	0,74	0,61	0,49	0,37	0,24	0,21
Длительность, с	30	55	80	125	220	500	700

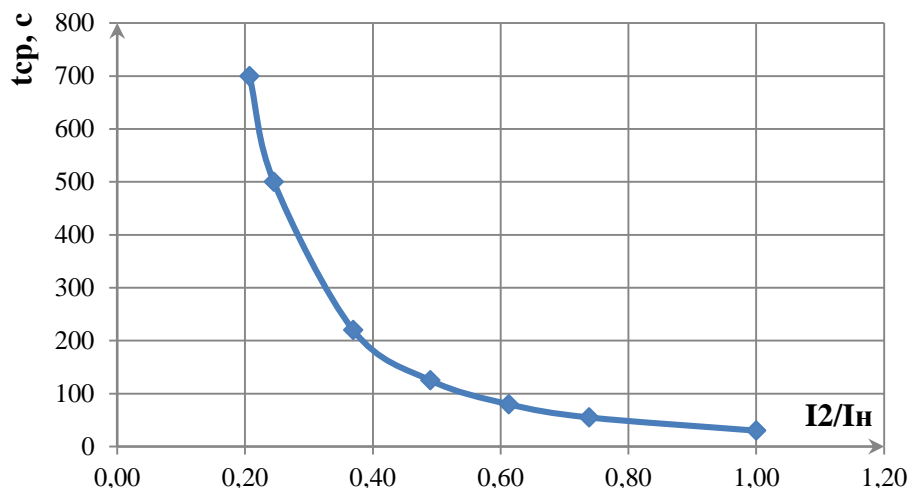


Рисунок 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{МИН} = 30$  с,  $t_{МАКС} = 700$  с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d_{\text{ВН}}}'' + X_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (26,56 + 0,088)} = 0,014424 \text{ о. е.}, \quad (5.25)$$

где  $X_{d_{\text{ВН}}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,25 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 = 26,56$  – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{\text{T}}$  – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{17,5}{21} = 0,088$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I_{2C.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,014424 \cdot 2 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,3324 \text{ о. е.} \quad (5.26)$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d_{\text{ВН}}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}, \quad (5.27)$$

где  $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 5,6 \cdot \frac{17,5}{121^2} = 0,007$ .

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2C.3.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (26,56 + 0,105 + 0,007)} = 0,014420 \text{ о. е.} \quad (5.28)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3.} = I_{2C.3.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,014420 \cdot 2 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,3323 \quad (5.29)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.5 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:

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

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

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени  $t = 9,0$  с.

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

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H \quad (5.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.2. Сама характеристика представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика

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

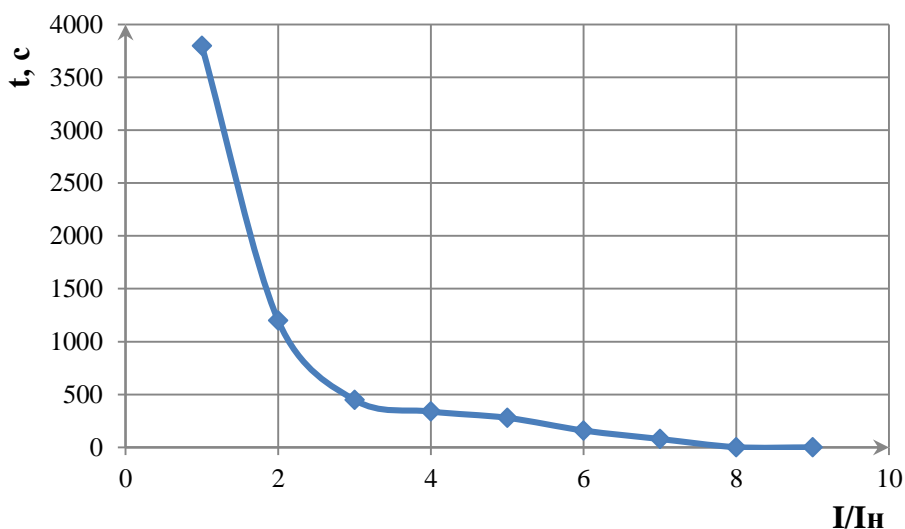


Рисунок 5.4 - Интегральная перегрузочная характеристика

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,53 \cdot I_{НОМ} \quad (5.32)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot \frac{10500}{100}} = 66 \text{ В} \quad (5.33)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия 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 110 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 73,2 + \frac{0,8}{2} \cdot 11,2 = 63,04 \text{ Ом} \quad (5.34)$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{17,5}{21} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{17,5}{121^2} \cdot 11,2 = 0,071 \quad (5.35)$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,071 \cdot 6,3 = 0,444 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$



где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{10,5^2}{17,5} = 6,3.$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1С.З.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,444 \cdot \frac{\frac{1000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 0,847 \text{ Ом} \quad (5.37)$$

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

2) Функция  $\Delta Z$  отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимаем, исходя из рассчитанных данных уставку  $\Delta Z = 30 \text{ Ом/с}.$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 962} = 6,31 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

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

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения и напряжения на зажимах статора  $0,95U_H$  (без учета насыщения):

$$I_\phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ}}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1085}{565,1} - 0,95}{1} = 2,89 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

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

$X_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\phi} \cdot Z_6 = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} \cdot 6,3 = 2,39 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\phi} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337 \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки  $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 70^\circ.$

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{С.З.И}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_H} = \frac{2,39}{1,05} = 2,28 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{CP II} = \frac{Z_{с.зII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{2,28 \cdot 1000 / 5}{10500 / 100} = 4,34 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,34 \text{ Ом}$ .

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

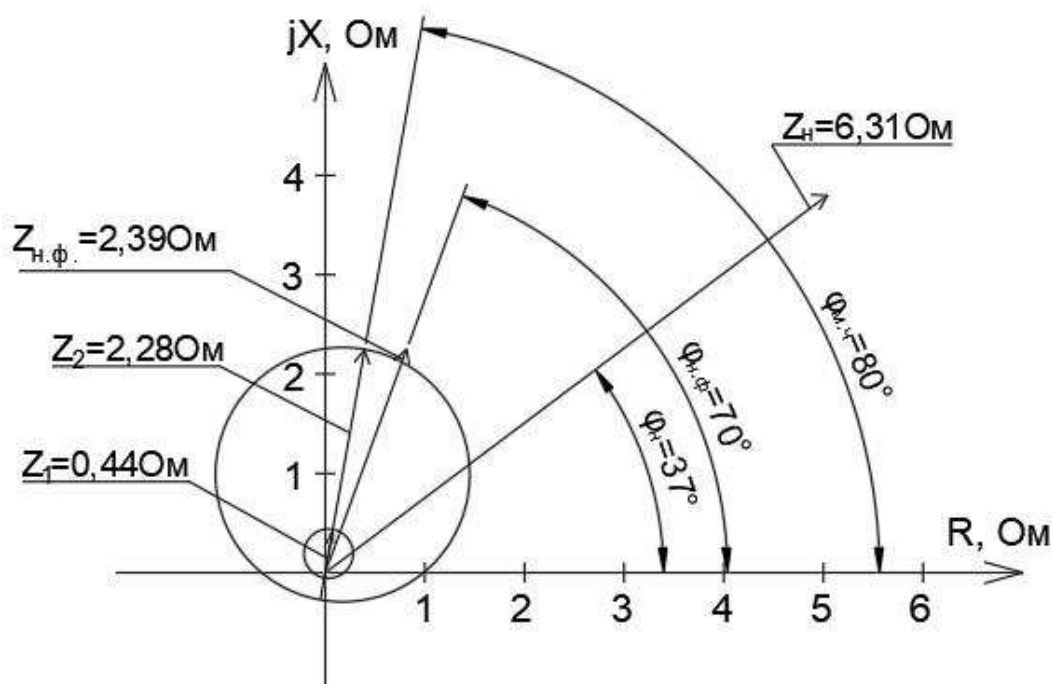


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения:  $Z_{CM1} = 0,108 \text{ Ом}$ ,  $Z_{CMII} = 0,521 \text{ Ом}$

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

### 5.2.7 Защита ротора от перегрузки

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.44)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.45)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.3), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.6.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/I <sub>н</sub>	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

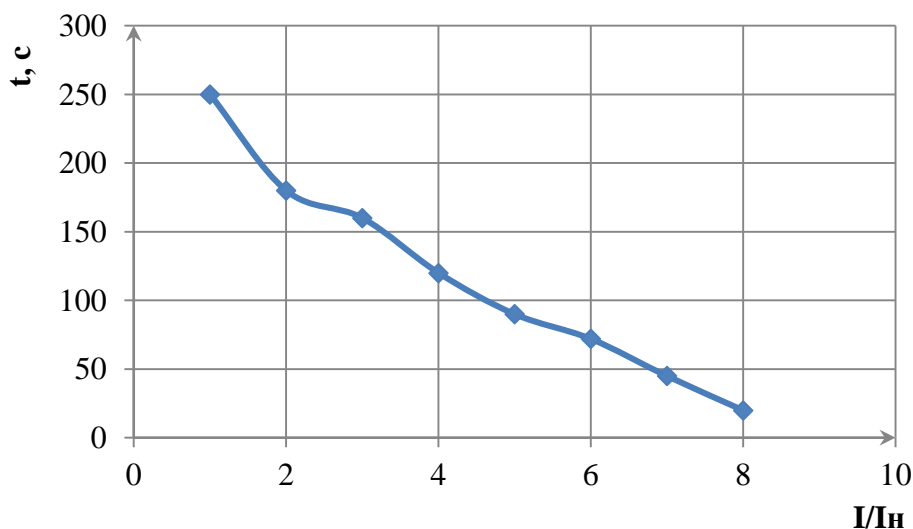


Рисунок 5.6 - Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.OTC.} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{НОМ.Р.} \quad (5.46)$$

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

Матрица отключений с учётом всех защит представлена в таблице Д.1 приложения Д. Уставки срабатывания защит представлены в таблице Д.2 приложения Д.

## 6 Компонровка и сооружения гидроузла

### 6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.1.1 Обоснование класса ГТС

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения на основании данных по СП [9].

Высота ГТС 21,6 м на скальном основании (гнейсы) – IV класс.

Мощность ГЭС  $N_{уст} = 46000$  кВт – III класс.

Число населения (население отсутствует) – IV класс.

Таким образом ГТС имеет III класс.

#### 6.1.2 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины  $\nabla_{ГП}$  принимаем отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla_{ГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 70 + 1,1 + 0,007 + 0,5 = 71,6 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

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

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

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

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

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 L}{g(d+0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \frac{20^2 \cdot 820}{9,81 \cdot (10+0,5 \cdot 0)} \cdot \cos 0^\circ = 0,007 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $K_w$  – коэффициент, принимаемый по СНиП [10, Приложение 1, табл. 2];

$v$  – расчетная скорость ветра, м/с;

$L$  – длина разгона волны, м;

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

$d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{70 - 50}{2} = 10 \text{ м} \quad (6.4)$$

Высота волнового нагона во втором приближении:

$$\Delta h_{set} = 0,007 \text{ м} \quad (6.5)$$

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

1. Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 820}{20^2} = 20,1 \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595 \quad (6.7)$$

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

2. Из графика [10, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  расчеты сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Расчет безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
$\frac{gL}{v^2}$	0,0085	0,975
$\frac{gt}{v}$	0,0085	4,1

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,0085$  и  $\frac{g\bar{T}}{v} = 0,975$ , вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = \frac{0,0085 \cdot v^2}{g} = \frac{0,0085 \cdot 20^2}{9,81} = 0,35 \text{ м} \quad (6.8)$$

$$\bar{T} = \frac{0,975 \cdot v}{g} = \frac{0,975 \cdot 20}{9,81} = 1,99 \text{ с} \quad (6.9)$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,99^2}{2\pi} = 6,17 \text{ м} \quad (6.10)$$

4. Выполняем проверку на глубоководность:

$$d \geq 0,5\bar{\lambda} \quad (6.11)$$

$$10 \text{ м} \geq 3,085 \text{ м}$$

Следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,35 \cdot 2,08 = 0,72 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где  $K_i = 2,08$  – коэффициент, определяемый по графику [10, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{v^2}$ .

6. Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяем по формуле:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,17 \cdot 0,72 = 1,1 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса для крепления верхового откоса бетонными плитами, принимаемые по СНиП [10, таблица 6];

$k_{sp} = 1,5$  – коэффициент при заложении плотины  $m = 3$ , принимаемый по [10, таблица 7];

$k_{run} = 1,17$  – коэффициент, принимаемый по графикам [10, рис. 10] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = \frac{6,17}{0,72} = 8,56$ .

## 6.2 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и Дна, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

### 6.2.1. Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС –  $Q_{ГЭС}$ :

$$Q_p = Q_{max,осн} - Q_{ГЭС} = Q_{max3\%} - Q_{1арп}(n - 1) = 772 - 110,02 \cdot (3 - 1) = 551,96 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.14)$$

где  $Q_{max,осн} = Q_{max3\%}$  – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГЭС III класса;

$n$  – число гидроагрегатов ГЭС.

Проектируемая ГЭС возводится в условиях крайнего Севера в связи с чем возможно обледенение водосброса, наиболее рациональным вариантом будет строительство глубинного водосброса, представленного на рисунке 6.1.

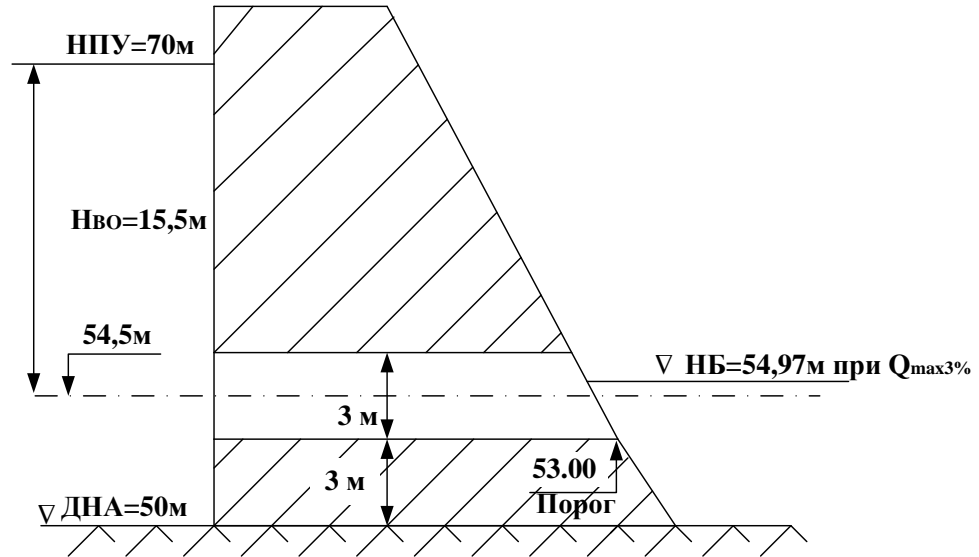


Рисунок 6.1 – Расчетная схема глубинного водосброса

Проектируем незатопленные выходные отверстия: порог отверстий на  $\nabla 53.00$  м, высота отверстий 3 м,  $\nabla НБ(Q_{3\%}) = 54.97$  м.

Тогда напор над центром выходного отверстия равен:

$$H_{во} = (70 - 50) - 3 - 1,5 = 15,5 \text{ м} \quad (6.15)$$

Определим суммарную площадь сечений выходных отверстий:

$$\sum \omega_{во} = \frac{Q_p}{\mu \sqrt{2gH_{во}}} = \frac{551,9}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 15,5}} = 39,56 \text{ м}^2, \quad (6.16)$$

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

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega_{во}}{h_{отв}} = \frac{39,56}{3} = 13,19 \text{ м} \quad (6.17)$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому округляем полученное значение в большую сторону:



$$B = b \cdot n = 4 \cdot 4 = 16 \text{ м} \quad (6.18)$$

В итоге принимаем четыре глубинных отверстия высотой 3 м и шириной 4 м.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B \geq (0,2 \div 0,25) \cdot b,$$

$$\delta_B \geq (0,2 \div 0,25) \cdot 5 \text{ м},$$

$$\delta_B \geq (1 \div 1,25) \text{ м}.$$

По условиям прочности плотины ширина бетонного массива не должна быть менее 50% секции. Выбираем разрезной бык, т.е. толщину бетонного массива между отверстиями с  $\delta_B = 6 \text{ м}$ . Вид водосливной плотины с отверстиями представлен на рисунке 6.2.

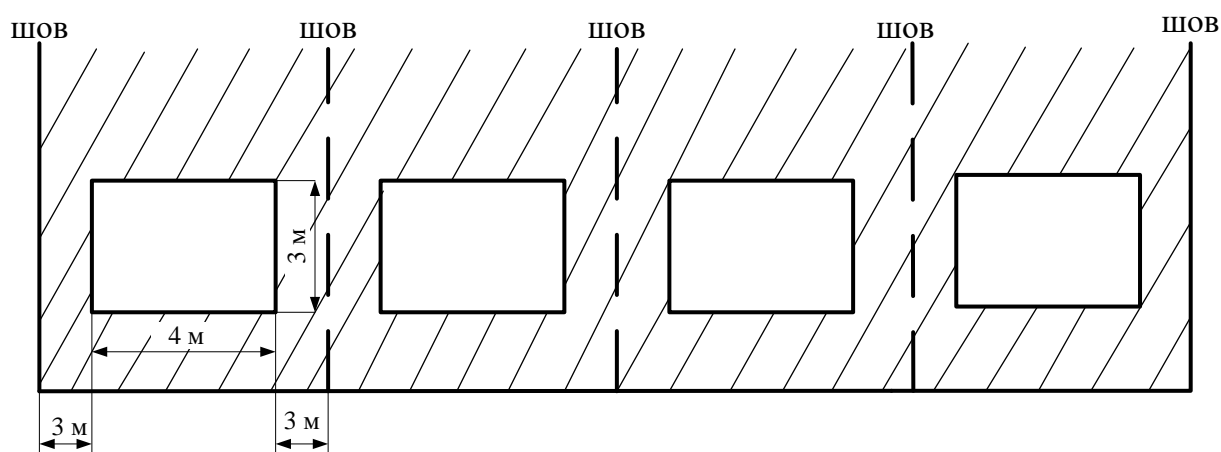


Рисунок 6.2 – Продольный вид водосливной плотины

### 6.2.2 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяем напор над центром выходного отверстия при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{\text{ВО,пов}} = \frac{Q_{\text{пов}}^2}{\sum \omega_{\text{во}}^2 \mu^2 \cdot 2g} = \frac{587,94^2}{48^2 \cdot 0,8^2 \cdot 2 \cdot 9,81} = 15,3 \text{ м} \quad (6.19)$$

$$Q_{\text{пов}} = Q_{\text{max,пов}} - n \cdot Q_{1\text{agr}} = 918 - 3 \cdot 110,02 = 587,94 \text{ м}^3, \quad (6.20)$$

где  $Q_{\text{max,пов}} = Q_{0,5\%}$  – для III класса сооружений.

Расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ} = \nabla\text{порога} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} + H_{\text{во,пов}} = 53 + \frac{3}{2} + 15,3 = 69,8 \text{ м} \quad (6.21)$$

Так как исходная  $\nabla\text{ФПУ} = 71\text{ м}$  больше расчетной  $\nabla\text{ФПУ}_p = 69,8 \text{ м}$ , то из этого следует, что при выбранном  $B$ , пропустить поверочный расход возможно. Принимаем отметку форсированного уровня  $\nabla\text{ФПУ} = 71\text{ м}$

### 6.2.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе за основным эксплуатационном водосбросом

Для расчета потока в нижнем бьефе воспользуемся рисунком 6.3.

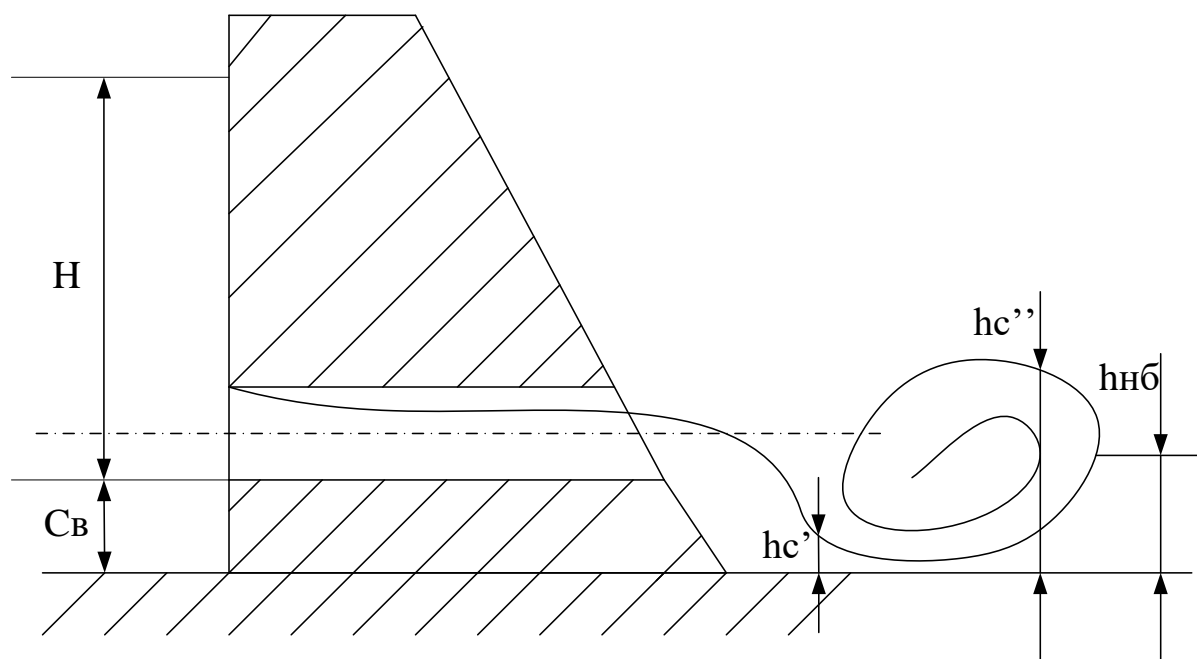


Рисунок 6.3 – Сопряжение бьефов

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + n \cdot \delta_B)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 551,96^2}{(16 + 4 \cdot 6)^2 \cdot 9,81}} = 2,77 \text{ м} \quad (6.22)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H - h'_c)}} = \frac{13,8}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81(3 + 17 - 0)}} = 0,73 \text{ м} \quad (6.23)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани [11, таблица 9-10],

$q$  – удельный расход:

$$q = \frac{Q_p}{B + n \cdot \delta_B} = \frac{551,96}{16 + 4 \cdot 6} = 13,8 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.24)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H - h'_c)}} = \frac{13,8}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81(3 + 17 - 0,73)}} = 0,75 \text{ м} \quad (6.25)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,75}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,77}{0,75} \right)^3} - 1 \right) = 7,2 \text{ м} \quad (6.26)$$

Так как  $h''_c = 7,2 \text{ м} > h_{НБ} = 4,97 \text{ м}$ , прыжок отогнанный. Выполняем расчет водобойной стенки.

#### 6.2.4 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left( \frac{q}{m \sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h'_c)^2} = \left( \frac{13,8}{0,35 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 13,8^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,2)^2} = 4,12 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где  $\sigma = 1,1$  – коэффициент запаса,;  
 $m = 0,35$  для водослива практического профиля.  
 Высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст} = 1,1 \cdot 7,2 - 4,12 = 3,79 \text{ м} \quad (6.28)$$

Выполним расчет сопряженных глубин за стенкой:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ст} + H_{ст} - h'_c)}} = \frac{13,8}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81(3,79 + 4,12 - 0)}} = 1,17 \text{ м} \quad (6.29)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ст} + H_{ст} - h'_c)}} = \frac{13,8}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81(3,79 + 4,12 - 1,17)}} = 1,26 \text{ м} \quad (6.30)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,26}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,77}{1,26} \right)^3} - 1 \right) = 5,22 \text{ м} \quad (6.31)$$

$h''_c = 5,22 \text{ м} > h_{НБ} = 4,97 \text{ м}$ , гидравлический прыжок за стенкой отогнанный, необходимы дополнительные гасители энергии.

Толщина водобойной плиты до первой стенки:

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 18,3 \cdot \sqrt{0,75} = 2,39 \text{ м}, \quad (6.32)$$

где  $v_c = \frac{Q_{max,очн}}{B \cdot h'_c} = \frac{551,96}{40 \cdot 0,75} = 18,47 \text{ м/с}$  – скорость в сжатом сечении.

Длина водобойной плиты:

$$l_B = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9h''_c - h'_c) = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,2 - 0,75) \approx 25,9 \text{ м} \quad (6.33)$$

### 6.2.5 Расчет второй водобойной стенки

Толщина водобойной плиты до второй стенки:

$$\delta_{B2} = 0,15v_c\sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 10,95 \cdot \sqrt{1,26} = 1,84 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где  $v_c = \frac{Q_{max,осн}}{B \cdot h'_c} = \frac{551,96}{40 \cdot 1,26} = 10,93 \text{ м/с}$  – скорость в сжатом сечении.

Длина второй водобойной плиты:

$$l_{B2} = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9h''_c - h'_c) = 0,8 \cdot 2,5 \cdot (1,9 \cdot 5,22 - 1,26) \approx 17,3 \text{ м} \quad (6.35)$$

Напор над второй водобойной стенкой:

$$H_{ст} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h'_c)^2} = \left( \frac{13,8}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 13,8^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 5,22)^2} = 3,97 \text{ м} \quad (6.36)$$

Высота второй водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma h'_c - H_{ст} = 1,1 \cdot 5,22 - 3,97 = 1,77 \text{ м} \quad (6.37)$$

Выполним расчет сопряженных глубин за стенкой:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi\sqrt{2g(h_{ст} + H_{ст} - h'_c)}} = \frac{13,8}{0,95\sqrt{2 \cdot 9,81(1,77 + 3,97 - 0)}} = 1,37 \text{ м} \quad (6.38)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi\sqrt{2g(h_{ст} + H_{ст} - h'_c)}} = \frac{13,8}{0,95\sqrt{2 \cdot 9,81(1,77 + 3,97 - 1,37)}} = 1,57 \text{ м} \quad (6.39)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,57}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,77}{1,57} \right)^3} - 1 \right) = 4,49 \text{ м} \quad (6.40)$$

$h''_c = 4,49 \text{ м} < h_{НБ} = 4,97 \text{ м}$ , гидравлический прыжок за стенкой затопленный, дополнительных гасителей энергии не требуется.

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной бетонной плотины на скальном основании конструируют с вертикальной напорной гранью, без фундаментной

плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, показанный на рисунке 6.4.

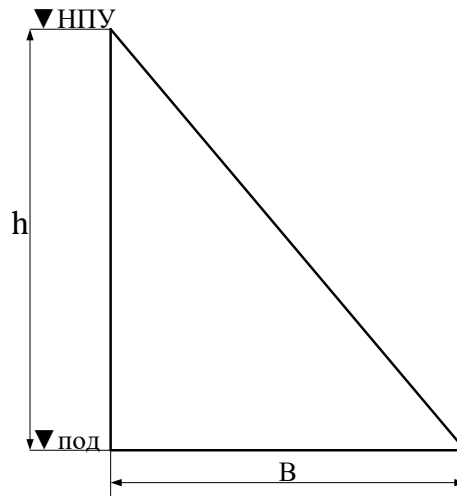


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.41)$$

где  $\alpha_1$  - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаем 0,5;  
 $\rho_b$  и  $\rho_w$  – плотности бетона и воды соответственно.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 70 - 47,61 = 22,39 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где  $\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_b = 50 - 2,39 = 47,61 \text{ м};$   
 $\delta_b = 2,39$  заглубление плотины.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.43)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения (для III класса сооружения  $\gamma_n = 1,15;$   
 $\varphi$  – угол внутреннего трения грунта основания (для гнейсов  $36^\circ$ ).

Задаваясь различными значениями  $n$ , произведен расчёт (таблица 6.2) и построен графики зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$  (рисунок 6.5).

Таблица 6.2 - Координаты зависимостей  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

$n$	$B_n^I$	$B_n^{II}$
0,1	16,5	17,7
0,2	16,8	16,9
0,3	17,2	16,1
0,4	17,8	15,4
0,5	18,6	14,8
0,6	19,6	14,2
0,7	21,1	13,6
0,8	23,1	13,1
0,9	26,2	12,7
1	31,7	12,2

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

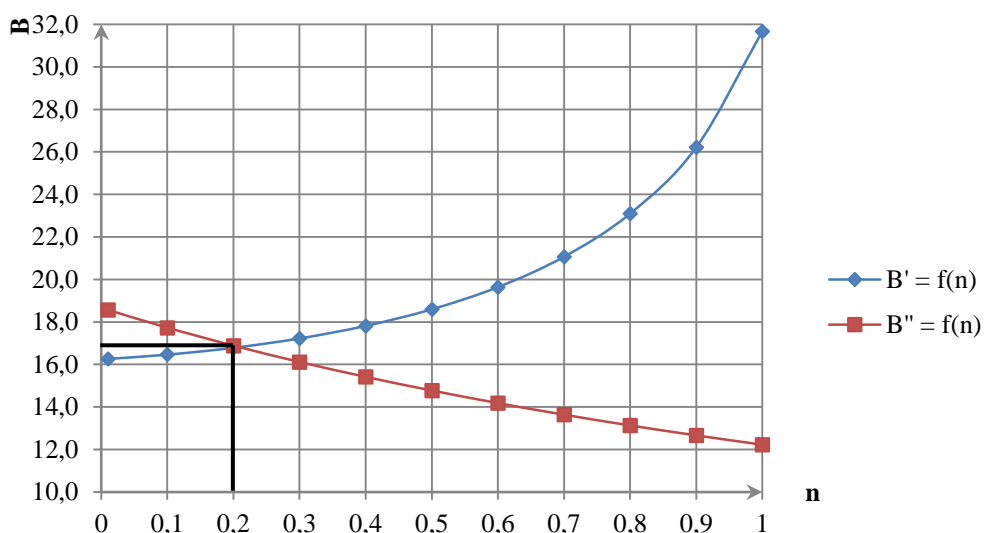


Рисунок 6.5 - Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Поскольку предварительные расчеты показали, что снятые с рисунка 6.5  $B_{пл} = 16,79$  м и  $n = 0,21$  приводят к неоправданно завышенному коэффициенту надежности  $\gamma_n$ , принимаем ширину подошвы  $B_{пл} = 15,8$  м

### 6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. Ширина секции была определена ранее и составила 10 м (при ширине отверстия 4 м и толщине бетона между отверстиями 6 м). В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает

свободное развитие температурных и усадочных деформаций, и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Разрезаем плотину температурно-усадочными швами с интервалом 10 м по осям бычков.

Температурные швы по контуру плотины принимаем шириной в 1 см, внутри тела плотины 0,3 см.

### 6.3.3 Пазы затворов и гребень плотины

Со стороны ВБ устраиваем в теле плотины пазы для плоского рабочего затвора 0,5x1,0 м, пазы для ремонтного затвора принимаем шириной 0,5x0,5 м. Для обеспечения условий проведения ремонтных работ для ремонтного затвора размещаем пазы со стороны ВБ на расстоянии 1 м от рабочего затвора.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки и место для движения крана. Общая ширина сооружения по гребню 6 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

### 6.3.4 Устои

В гидроузле сопрягающий устой будет сооружаться между грунтовой и водосливной частью бетонной плотины. Разделительный устой устраиваем между станционной и водосливной частью для разделения водного потока.

### 6.3.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольные галереи.

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

$$a_{др} \geq \frac{H \cdot \gamma_n}{I_{кр, т}} = \frac{21,89 \cdot 1,15}{25} = 1 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где  $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{К} = 70 - 48,11 = 21,89 \text{ м}$  – напор над расчетным сечением;

$\nabla \text{К} = 48,11 \text{ м}$  - отметка пола дренажной галереи;

$\gamma_n = 1,15$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

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

Расстояние от напорной грани до вертикальной дренажной скважины принимаем 3,1 м, диаметр скважины принимаем равным 0,1 м.

### 6.3.6 Галереи в теле плотины

Дренажную галерею из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 2х2,5 м.

### 6.3.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скале устраиваем вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины.

Структурная схема дренажной скважины представлено на рисунке 6.6.

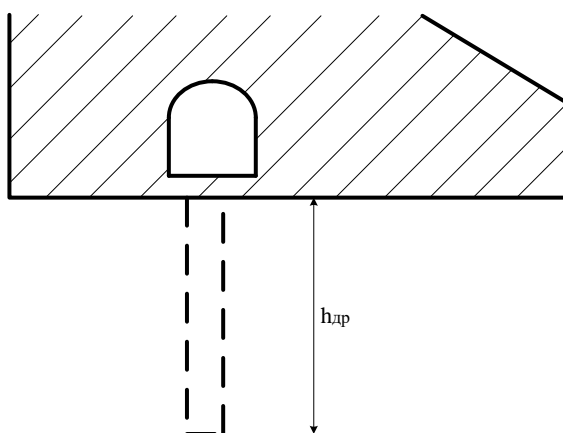


Рисунок 6.6 – Дренажная скважина

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot H_{max} \cdot 0,7 = 0,5 \cdot 19,09 \cdot 0,7 = 6,68 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где  $H_{max}$  – максимальный напор.

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБmin} = 70 - 50,91 = 19,09 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где  $\nabla_{НБmin} = 50,91$  м - минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

Диаметр дренажных скважин принимается 0,1 м.

### 6.4 Устройство нижнего бьефа

В качестве крепления дна нижнего бьефа используем две водобойные плиты, расчет приведен в п. 6.2.4 и 6.2.5. За второй водобойной стенкой назначаем рисберму, из 2 продольных плит, размер плиты 5 х4 м.



## 6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует  $\nabla_{\text{НПУ}} = 70$  м, нижнего бьефа -  $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 50,91$  м, при пропуске водохозяйственного расхода  $Q_{\text{вхк}} = 33 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.5.1 Вес сооружения

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

$$S_{\text{пл}} = 211,3 \text{ м}^2 .$$

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{211,3 \cdot 4 \cdot 24}{4 + 6} = 2028,5 \text{ кН}, \quad (6.47)$$

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

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{258,77 \cdot 6 \cdot 24}{4 + 6} = 3725,3 \text{ кН}, \quad (6.48)$$

где  $S_{\text{б}}$  – площадь поперечного сечения быка,  $S_{\text{б}} = 258,77 \text{ м}^2$ .  
Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 12 \cdot \sqrt{12} \cdot 9,81 = 22,4 \text{ кН}, \quad (6.49)$$

где  $f$  – площадь затвора.

$$f = h_{\text{зат}} \cdot b = 3 \cdot 4 = 12 \text{ м}^2 \quad (6.50)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{22,4}{4 + 6} = 2,2 \text{ кН} \quad (6.51)$$

### 6.5.2 Сила гидростатического давления воды

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

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

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 22,39^2}{2} = 2507,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.52)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 70 - 47,61 = 22,39 \text{ м}$ ,  
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды.

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,3^2}{2} = 54,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.53)$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 50,91 - 47,61 = 3,3 \text{ м}$ .

### 6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = B_{\text{п}} \cdot h_{\text{НБ}} \cdot \gamma_w = 15,8 \cdot 3,3 \cdot 10 = 522,1 \text{ кН/м}, \quad (6.54)$$

где  $B_{\text{п}} = 15,8 \text{ м}$  – ширина подошвы водосливной плотины.

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 50,91 - 47,61 = 3,3 \text{ м} \quad (6.55)$$

### 6.5.4 Сила фильтрационного давления

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании по [12, черт.7, таблица 5]. Для гравитационной плотины без цементационной завесы (III класс сооружения):

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,05 \quad (6.56)$$

где  $H_{dr}$  – напор на дренаже.

Зная величину  $H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{Q}_{\text{ВХК}}}} = 70 - 50,91 = 19,09 \text{ м}$ ,  
вычисляем из соотношения  $H_{dr}$ .

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d = 0,05 \cdot 19,09 = 0,95 \text{ м} \quad (6.57)$$

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\phi} = \gamma_w \cdot S_{\phi} = 10 \cdot 36,62 = 499 \text{ кН/м}, \quad (6.58)$$

где  $S_{\phi}$  - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна  $49,9 \text{ м}^2$ .

Эпюры взвешивающего и фильтрационного давлений представлена на рисунке 6.7.

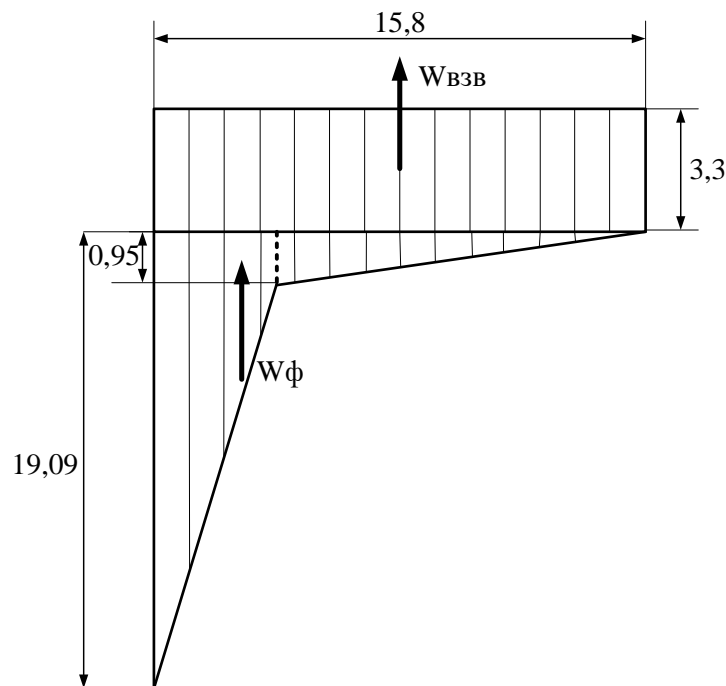


Рисунок 6.7 – Схемы эпюры  $H_{dr}$

### 6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 2,91 \text{ кПа}, \quad (6.59)$$

где  $\gamma_n$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии  $\gamma_n = 11 \text{ кН/м}^3$ ;

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

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

Равнодействующая давления наносов:

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = \frac{2,91 \cdot 2}{2} = 2,91 \text{ кН} \quad (6.60)$$

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

$$\begin{aligned} p'_{гр} &= \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{ск.гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{ск.гр}}{2} \right) = \\ &= 11 \cdot 2 \cdot tg^2 \left( 45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) = -96 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.61)$$

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (\gamma_n h_n + \gamma_{ск.гр}^{взв} h_{ск.гр}) tg^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{ск.гр}}{2} \right) - 2c \cdot tg \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{ск.гр}}{2} \right) = \\ &= (11 \cdot 2 + 16,04 \cdot 2,39) tg^2 \left( 45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45^\circ - \frac{36^\circ}{2} \right) = -86 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.62)$$

$$\gamma_{ск.гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_v = 26 - (1 - 0,0035) \cdot 10 = 16,04 \text{ кН}, \quad (6.63)$$

где  $n_0 = 0,0035$  – пористость сухого грунта;

Т.к.  $p'_{гр}$  и  $p''_{гр}$  отрицательное, боковое давление скального грунта не учитываем.

### 6.5.6 Волновое давление

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 0,72 \left( \frac{6,17}{3,14} + \frac{0,72}{2} \right) = 7,5 \text{ кН}, \quad (6.64)$$

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

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,72^2}{6,17} = 0,26 \text{ м} \quad (6.65)$$

Параметры волн определены в п.6.1.2.

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,17}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,72 = 0,71 \text{ м} \quad (6.66)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$y_{волн} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} - y_c = 71 - 47,61 - 0,71 = 21,68 \text{ м} \quad (6.67)$$

### 6.5.7 Расчёт прочности плотины

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Для удобства расчёта составим таблицу 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			
			Расчетная сила, кН	Сила с учетом $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	2507,6	2507,6	7,47	18731,89
Тн	1	←	54,6	54,6	1,1	-60,07
Wн	1	↓	-	-	-	-
Wв	1	↓	-	-	-	-
Gб	0,95	↓	3725,3	3539	2,08	-7361,15
Gпл	0,95	↓	2028,5	1927,1	2,55	-4913,99
Wвзв	1	↑	522,1	522,1	0	0
Wф	1	↑	499	499,0	5,62	2804,38
qз,в	0,9	↓	2,2	2,0	5,89	-11,89
qз,н	0,9	↓	2,2	2,0	5,4	10,90
Wволн	1	→	7,5	7,5	21,68	163,6
Ен	1,2	→	2,91	3,5	3,07	10,74
$\Sigma N$		↓↑	4449,0			
$\Sigma M$			9374,41			

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

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{4449,0}{15,8} + \frac{6 \cdot 9374,41}{15,8^2} = -56,27 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.68)$$

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

$$\begin{aligned}\sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -56,27 \cdot 0 - 10 \cdot 22,39 \cdot (1 - 0) = \\ &= -223,95 \text{ кН/м}^2,\end{aligned}\quad (6.69)$$

где  $H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 70 - 47,61 = 22,39$  м – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчётного сечения,  $m_u = 0$ .

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.70)$$

$$\begin{aligned}\sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -56,27 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 22,39 \cdot 0 = \\ &= -56,27 \text{ кН/м}^2\end{aligned}\quad (6.71)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 22,39 = -223,9 \text{ кН/м}^2 \quad (6.72)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\text{п}}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{4449,0}{15,8} - \frac{6 \cdot 9374,41}{15,8^2} = -506,9 \text{ кН/м}^2 \quad (6.73)$$

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = 506,9 \cdot 0,81^2 - 10 \cdot 3,3 \cdot (1 - 0,81^2) = \\ &= -343,94 \text{ кН/м}^2\end{aligned}\quad (6.74)$$

где  $m_t = \text{ctg } \alpha_2$ ,  $\alpha_2 = 51^\circ$  – угол между низовой гранью и линией подошвы;  
 $H_d^t = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 50,91 - 47,61 = 3,3$  м – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,3 - 506,9) \cdot 0,81 = 383,81 \text{ кН/м}^2 \quad (6.75)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,3 = -33 \text{ кН/м}^2 \quad (6.76)$$

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -506,9 \cdot (1 + 0,81^2) + 10 \cdot 3,3 = \\ &= -837,29 \text{ кН/м}^2\end{aligned}\quad (6.77)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Напряжения, возникающие в плотине

Напряжение	Напорная грань (u), кН/м <sup>2</sup>	Низовая грань (t), кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_y$	-56,27	-506,9
$\sigma_x$	-223,95	-343,94
$\tau_{xy}$	0	383,81
$\sigma_1$	-56,27	-33,05
$\sigma_3$	-223,9	-837,29

### 6.5.8 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.78)$$

где  $\gamma_n = 1,15$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$ .

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} \quad (6.79)$$

$$R_b \geq \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 837,29}{0,9} = 1070 \text{ кН/м}^2$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ ,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 1070 \text{ кН/м}^2. \quad (6.80)$$

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.81)$$

$$-56,27 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.82)$$

$$56,27 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 22,39$$

$$56,27 \text{ кН/м}^2 \geq 55,99 \text{ кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.5.9 Расчёт устойчивости плотины на сдвиг

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.83)$$

где  $\gamma_{cd} = 0,95$  – для поверхностей сдвига, проходящих по контакту бетон-скала.

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_{з,в} + q_{з,н}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (1927,1 + 3539 - 522,1 - 499 + 2 - 2) \cdot \operatorname{tg} 36^\circ + 15,8 \cdot 10 \quad (6.84) \\ &= 4809,43 \text{ кН/м}, \end{aligned}$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 100 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{пл} \cdot 1 = 15,8 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 2507,6 - 54,6 + 7,5 + 3,5 = 2464,1 \text{ кН/м} \quad (6.85)$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{4809,43 \cdot 0,95}{2464,1 \cdot 1} \geq 1,15$$

$$1,85 \geq 1,15$$



По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Требования по охране труда, взрыво- и пожаробезопасности**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, 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 ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности. Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ (система охранного телевидения) и ПК, уполномоченные по ОТ (охране труда), а также органы

государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На 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 законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, 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, обеспечивающем 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 гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе, в случае необходимости производства отключений и заземлений электроустановок, относящихся к объектам электросетевого хозяйства, находящегося в эксплуатации субъектов электроэнергетики или иных собственников, в отношении которых осуществляется оперативное управление при оказании услуги по передаче электрической энергии потребителям.;

- 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 ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, 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.

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в Федеральном законе «О пожарной безопасности» №69-ФЗ. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей. Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц. Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка ИТР (инженерно-технических работников), рабочих и служащих Хевоскоски гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства". Все лица, поступающие работать на Хевоскоски ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренчерами, ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств. Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

## **7.2 Охрана природы**

В начале 90-х годов на норвежской и российской стороне реки Паз в её среднем течении были образованы две особо охраняемые природные территории – государственный природный заповедник «Пасвик»(1992) и «Pasvik naturreservat»(1993). На территории заповедника «Пасвик» в долине реки Паз зарегистрировано более 200 видов птиц. Скопление водно-болотных птиц отмечается на участке реки под названием Фьярнванн («перьевое озеро») в районе острова Варлама.

Рыбы реки Паз: кумжа, щука, окунь, сиг, хариус, форель, налим. Из них в Красную книгу России занесена кумжа. Тем не менее, река, богатая рыбными запасами, используется для рыбалки (не пересекая государственной границы России и Норвегии), часто посещается как российскими, так и иностранными туристами. Для предупреждения вредных последствий от строительства подпорных сооружений необходимо проведение специальных мероприятий:

- регулирование рыбного промысла установлением запретных зон лова рыбы;
- искусственное разведение рыбы путем вылова производителей и выращивания из их икры молоди;
- обеспечение для рыбы прохода путем строительства рыбопропускных сооружений

## **7.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Для строительства гидротехнических сооружений общий объём выемки мягкого грунта составит 406000 м<sup>3</sup>, выемка скального грунта 115000 м<sup>3</sup>, также при наполнении водохранилища будет затоплена площадь 6 га при объёме 82,5 млн.м<sup>3</sup>, преимущественно, горной местности, необходимо предусмотреть мероприятия, не нарушающие экологию местности. Основные требования к

проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 97 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ».

#### **7.4 Отходы, образующиеся при строительстве**

В период строительства будет выполняться большой объём строительных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы в кусковой форме:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{20702 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 932 \text{ т}, \quad (7.1)$$

где  $N$  – объём бетонных работ (20702 м<sup>3</sup>);  
 $q$  – удельный норматив образования (1,8%);  
 $\rho$  – плотность бетона (2,5 т/м<sup>3</sup>).

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Электрическая энергия с точки зрения оптового рынка является товаром, который продают на оптовом или розничном рынке. Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	46	46	46	46	46
Число часов использования установленной мощности	Часы	4445	4445	4445	4445	4445
Выработка электроэнергии	тыс МВт·ч	204825	204825	204825	204825	204825
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	тыс МВт·ч	4096,51	4096,51	4096,51	4096,51	4096,51
Объем реализации электроэнергии	тыс МВт·ч	200729,1	200729,1	200729,1	200729,1	200729,1
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1286	1318	1349	1379	1403
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	258,14	264,56	270,78	276,81	281,62
НДС к выручке	млн.руб	3,59	3,67	3,76	3,84	3,91

Вывод: Согласно данным таблицы 8.1. рост выручки за исследуемой период произошел за счет изменения тарифа на электроэнергию, при этом объемы реализации не изменились.

### 8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

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 0,08%.



Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	11,76
Прочие	274	12,63
Итого по ГЭС	529,2	24,39

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина
От 1 до 5	0,12
От 6 до 15	0,17
От 16 до 25	0,30
Свыше 25	0,40

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	6,24
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	0,22
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0.000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,065
Итого		6,53

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Паз составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	47,2	47,2	47,2	47,2	47,2
Расходы на страхование, млн.руб.	21,87	21,41	20,97	20,51	20,06
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	24,39	24,39	24,39	24,39	24,39
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	3,87	3,79	3,71	3,63	3,55
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	6,53	6,53	6,53	6,53	6,53
Налог на воду, млн.руб.	0,327	0,327	0,327	0,327	0,327
Итого, млн.руб.	104,18	103,65	103,12	102,58	102,05

Вывод: Снижение роста затрат по гидроузлу в исследуемый период объясняется уменьшением расходов на страхование, поскольку стоимость имущества предприятия уменьшается.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).

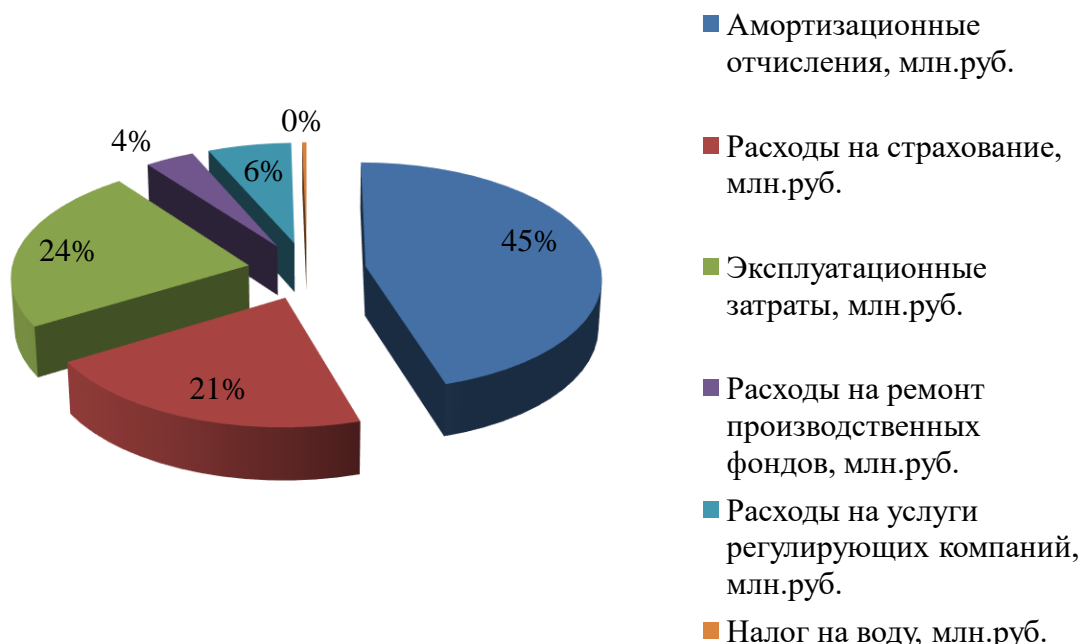


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: Из диаграммы (рисунок 8.1) можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу составляют амортизационные отчисления, которые необходимы для реновации (обновления) и капитального ремонта оборудования и сооружения ГЭС, поскольку к оборудованию ГЭС предъявляются повышенные требования по готовности к работе. Данный показатель говорит о капиталоемком производстве, что характерно для гидроэлектростанций.

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Хевоскоски 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 период 2029-2033 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб.	59,38	60,46	61,66	62,81	65,12
НДС, млн.руб.	61,37	86,2	86,2	86,81	87,42
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	4,24	4,24	4,24	4,24	4,24
Налог на имущество, млн.руб.	46,23	45,19	44,15	43,11	42,07
Итого, млн.руб.	171,22	196,09	196,86	197,58	199,46

## 8.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	377,54	390,6	403,48	416,35	427,59
Текущие расходы, млн.руб.	104,18	103,65	103,12	102,58	102,05
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	273,35	286,95	300,36	313,76	325,53
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	54,67	57,39	60,07	62,75	65,11
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	8987,82	15413,23	17260,30	17820,55	18385,85
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

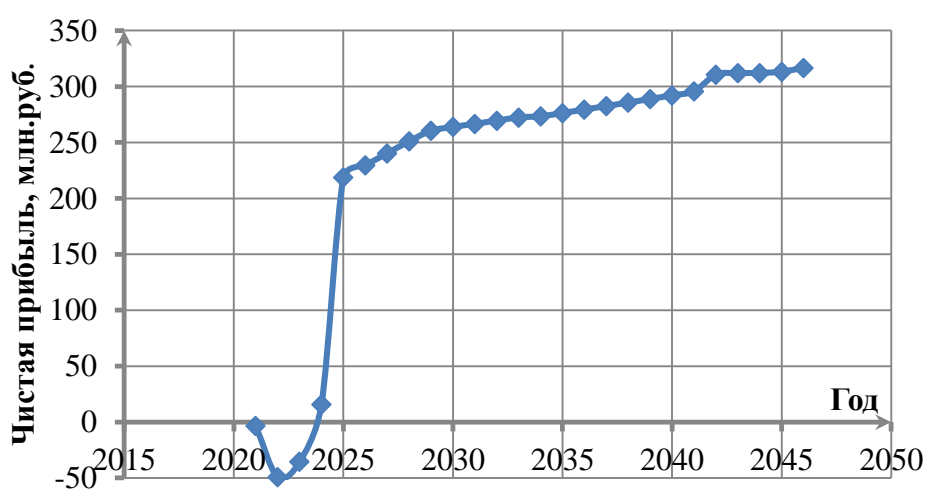


Рисунок 8.2 - Чистая прибыль, млн. руб.

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	12528,89	21258,22	23733,98	24451,30	25175,50
Текущие расходы, млн.руб.	1294,12	1991,67	2158,60	2175,61	2193,18
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	11234,77	19266,54	21575,38	22275,68	22982,32
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	11234,77	19266,54	21575,38	22275,68	22982,32
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	2246,95	3853,30	4315,07	4455,13	4596,46
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	8987,82	15413,23	17260,30	17820,55	18385,85
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: Расчет чистой прибыли (рисунок 8.2) показал, что проект в 2024 выходит на положительную чистую прибыль и далее только увеличивает свою экономическую эффективность. Рост чистой прибыли связан с ростом выручки, которая зависит от объемов продаж электроэнергии и мощности. Ввод новых генерирующих мощностей способствует последнему.

Анализ денежных потоков показал, что отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами для запуска оборудования. Затем все агрегаты вводятся в работу и ГЭС выходит на полную мощность. В дальнейшем выручка растет в связи с ростом тарифов на электроэнергию и мощность согласно сценарным условиям РусГидро.

### 8.3 Оценка инвестиционного проекта

Цель оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

#### 8.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Хевоскоски ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 8.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 - Показатели эффективности реализации проекта «Хевоскоски ГЭС на реке Паз»

Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	94
Средняя норма рентабельности - ARR, %	11,07
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	1155,31
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,49
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,29
Удельные капиталовложения, руб/кВт	65270

### 8.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Год	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млн.руб.	49,25	55,9	58,69	61,47	125,32
В региональный бюджет, млн.руб.	50,38	49,34	48,3	47,27	46,23
Налоговые поступления, млн.руб.	99,63	105,24	106,99	108,74	171,54

Вывод: Заметен рост налоговых отчислений в федеральный бюджет, это связано с тем, что вводятся новые генерирующие мощности следовательно продажи электроэнергии и мощности становятся больше, увеличиваются поступления от налога на прибыль и от налога на воду. Также ежегодно понижаются налоговые отчисления в региональный бюджет. Это связано с уменьшением стоимости имущества.

#### 8.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- 1) рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- 2) капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- 3) операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- 4) правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- 5) финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов (рисунок 8.3);
- б) Объема инвестиций (рисунок 8.4);
- в) Объём сбыта (рисунок 8.5);
- г) Ставки дисконтирования (рисунок 8.6).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

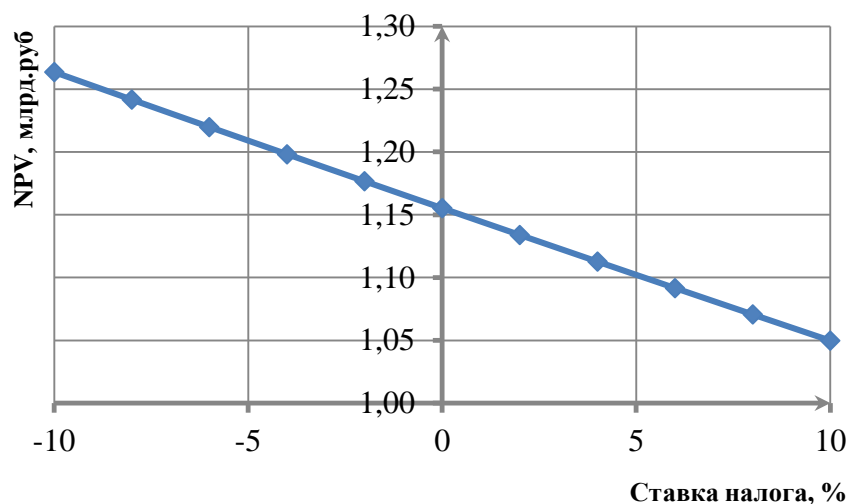


Рисунок 8.3-Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины NPV.

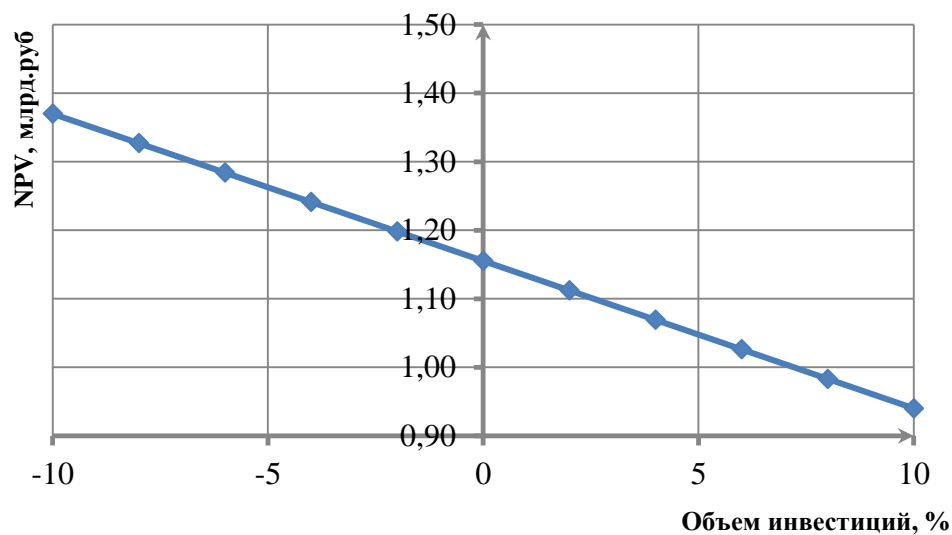


Рисунок 8.4-Сумма NPV в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины NPV.

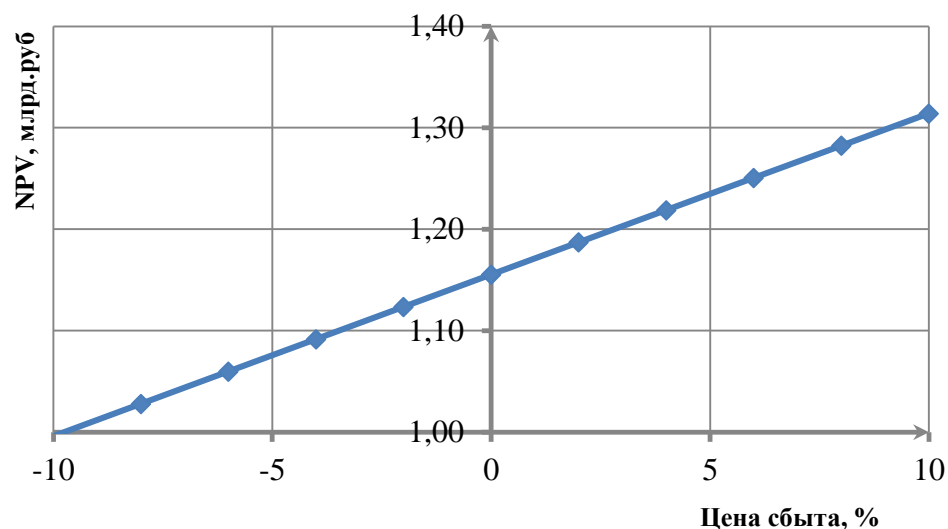


Рисунок 8.5-Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта –увеличение величины NPV.

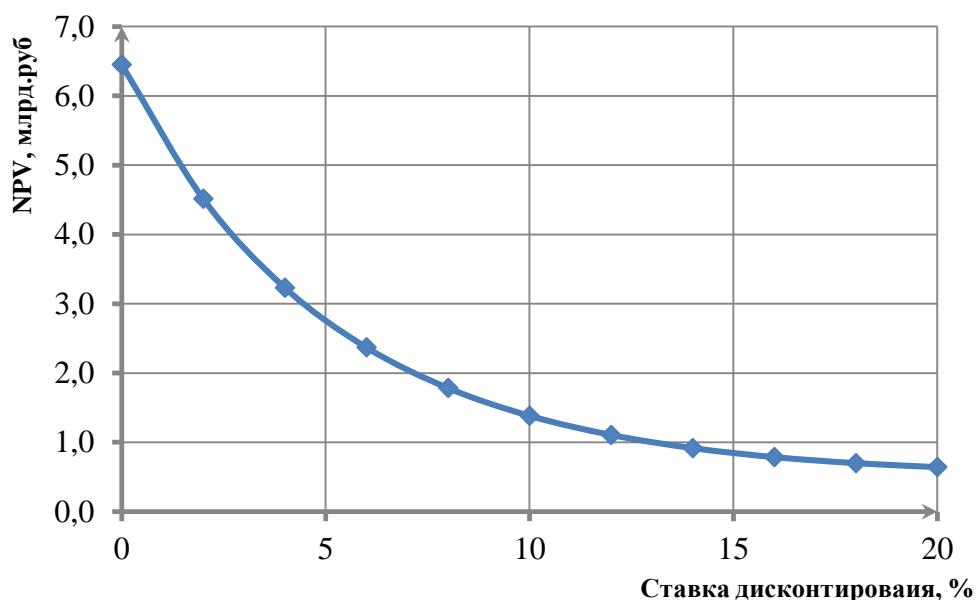


Рисунок 8.6 - Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Увеличение объема инвестиций
- Уменьшение цены сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов



## **9 Система ГРАМ ГЭС – требования и особенности исполнения**

Система группового регулирования активной мощности ГЭС – совокупность технических и программных средств, обеспечивающих регулирование активной мощности путем распределения между гидроагрегатами суммарной заданной мощности ГЭС по определенному критерию и ее обработку через воздействие на системы автоматического управления гидроагрегатов включенных в групповой регулятор активной мощности (ГРАМ).

ГЭС с установленной мощностью свыше 30 МВт и количеством агрегатов более трёх должны быть обеспечены системой ГРАМ для возможности привлечения ГЭС к АВРЧМ.

### **9.1 Назначение и функции системы ГРАМ**

Система группового регулирования активной мощности гидроагрегатов предназначена для автоматического ведения режима гидроагрегатов по активной мощности по сигналам задания, сформированными:

- от АРМ ГРАМ, являющегося неотъемлемой частью системы ГРАМ;
- от внешнего сигнала, поступающего по каналу телеуправления от ЦС АРЧМ;

Система ГРАМ состоит из центрального регулятора (ЦР), центрального сервера (ЦС), автоматизированного рабочего места (АРМ), агрегатных исполнительных устройств, включающих часть автоматических регуляторов частоты вращения и мощности (АРЧМ) гидротурбины, исполняющих команд ЦР, датчиков аналоговой и дискретной информации, органов управления и устройств отображения информации.

Система выполняет следующие функции:

- распределение нагрузки между агрегатами в соответствии с принятым критерием и с учетом ограничений;
- по командам противоаварийной автоматики автоматическое блокирование изменения планового и внепланового задания ГЭС, переход в следящий режим;
- автоматический ввод и запоминание графика плановой нагрузки ГЭС, а также любой группы агрегатов с часовыми (получасовыми) интервалами;
- приём и передачу сигналов телеизмерения и телесигнализации в ЦС АРЧМ;
- передачу на сервер АСУ ТП ВУ информацию для анализа режима работы ГА и оценки их участия в первичном вторичном регулировании;
- реализация команд верхних уровней управления (системные регуляторы частоты, перетоков, команды дежурного персонала энергообъединения или ГЭС) на изменение мощности ГЭС или групп.

## 9.2 Структурная схема

Структура системы ГРАМ (рисунок 9.1):

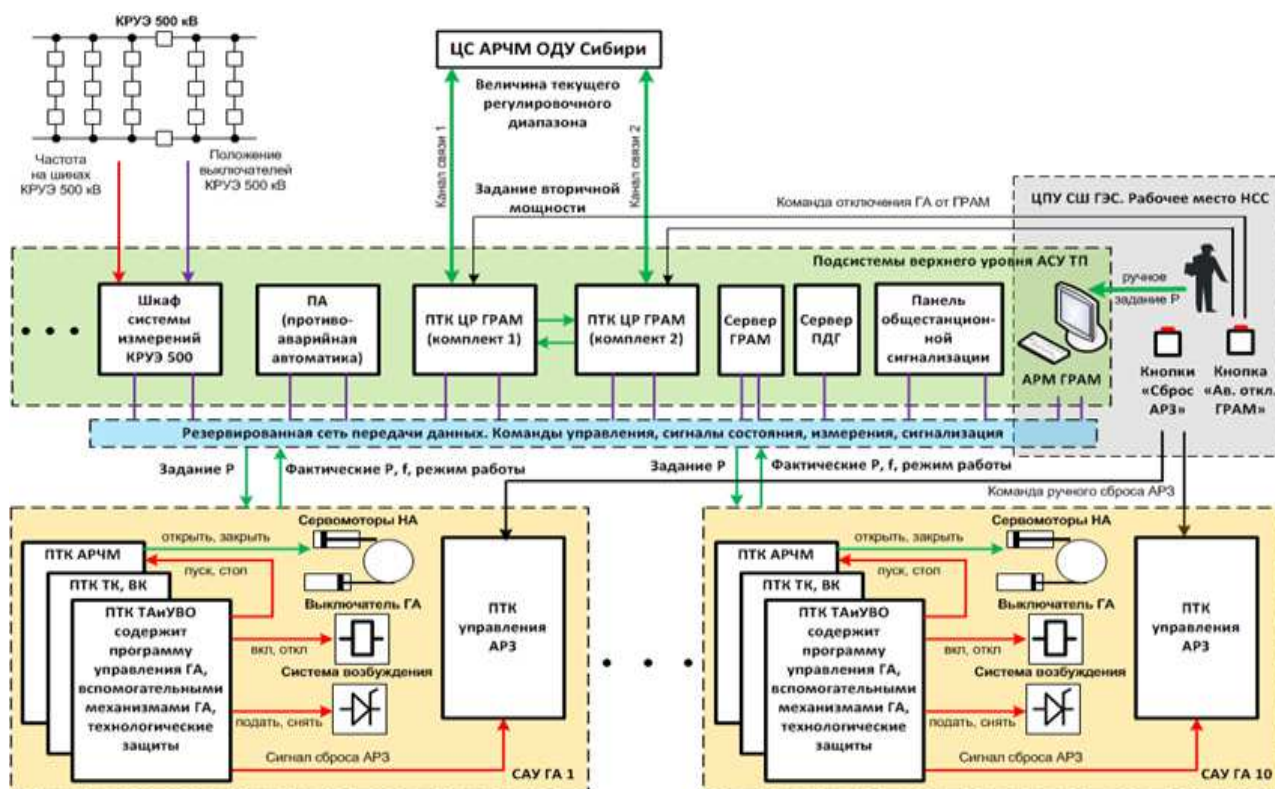


Рисунок 9.1 – Структурная схема системы ГРАМ

1) Резервированный ПТК ЦР ГРАМ, выполняемый в виде двух идентичных шкафов. К каждому шкафу подводится постоянное  $=220$  В и переменное  $\sim 220$ В электропитание.

Система ГРАМ получает задание внеплановой мощности от ЦС АРЧМ ОДУ Сибири. Обмен телеинформацией между системой ГРАМ СШГЭС и ЦС АРЧМ организуется по двум выделенным цифровым каналам связи. (основному и резервному) с использованием протокола передачи информации – ГОСТ Р МЭК 60870-5-101.

Система ГРАМ получает информацию о режимах работы САУ ГА, текущее значение активной мощности ГА, величину активной мощности, рассчитываемой первичным регулятором частоты и мощности (ПРЧ) при отклонении частоты сети от номинальной, частоту вращения ГА.

Система ГРАМ получает от ПТК АРЧМ следующую информацию о параметрах регулирования активной мощности:

- текущее значение задатчика активной мощности;
- текущее значение активной мощности гидроагрегата;
- положение генераторного выключателя;
- текущее значение задания активной мощности в контуре ОПРЧ.

2) Сервер группового регулирования активной мощности, выполняющий также функции АРМ ГРАМ (автоматизированного рабочего места).

3) В состав ГРАМ входит автоматизированное рабочее место прикладного программного обеспечения, выполненное на базе портативного компьютера, обеспечивающее доступ персонала к параметрам системы, трендам и архивам событий системы ГРАМ. АРМ предназначен для выбора и настройки алгоритмов ведения режимов, позволяет в любой момент времени перейти на ручное управления группой или любым ГА.

На столе НСС (начальника смены станции) находится кнопка «Аварийное отключение системы ГРАМ».

4) ШСИ (шкаф системы измерений) ГРАМ, расположенного в помещении щита Р2 КРУЭ-500 кВ, предназначенного для сбора и передачи информации о положении выключателей КРУЭ-500 кВ, активной и реактивной мощности КВЛ-541, 542, 543, 544 и частоты на шинах КРУЭ-500 кВ СШГЭС.

5) Противоаварийная автоматика. При срабатывании устройств противоаварийной автоматики и приходе на ГРАМ сигнала «ПА ОГ», фиксируется значение ЗВМ, а суммарное задание активной мощности отслеживает текущую мощность ГЭС за вычетом суммарной величины контуров ОПРЧ индивидуальных регуляторов турбин. Дальнейшая работа ГРАМ продолжается с новым установившимся значением ЗПМ. Деблокировку ЗВМ должен выполнять НСС, после окончания действия противоаварийной автоматики, по команде диспетчера ОДУ Сибири, с АРМ ГРАМ (АРМ НСС вкладка «ГРАМ») нажатием кнопки «Деблокировка ПАА» в окне «Управление ГРАМ».

### **9.3 Технические требования к ГРАМ**

Согласно СТО РусГидро 02.02.060-2011 « Гидроэлектростанции. Технические и автоматизированные системы. Условия поставки. Нормы и требования», а также СТО 59012820.29.240.002-2010 «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» основные технические требования к системе ГРАМ в общем виде выглядят следующим образом:

1) Должна быть обеспечена возможность реализации системой ГРАМ следующих режимов:

- регулирование заданного уровня частоты в изолированной энергосистеме по статической или астатической характеристике;
- регулирование мощности ГЭС или отдельных ее частей со статизмом или без статизма по частоте в соответствии с заданиями, поступающими со стационарного или вышестоящего уровней управления;
- первичное регулирование частоты в режиме группового регулирования должно обеспечиваться за счет действия РЧВ с характеристиками,

отвечающими требованиям энергосистемы. Система ГРАМ не должна препятствовать действию РЧВ по отклонению частоты.

2) Распределение нагрузки между гидроагрегатами, участвующими в групповом регулировании, должно производиться с учетом индивидуальных ограничений по максимальной мощности и зон нежелательной работы по одному из следующих способов:

- по равенству мощностей или открытий направляющих аппаратов;
- при идентичности энергетических характеристик гидроагрегатов;
- по минимуму суммарных потерь;
- при различных энергетических характеристиках.

Принятие второго способа распределения обосновывается в каждом конкретном случае при наличии натуральных энергетических характеристик, определяющих возможность повышения выработки ГЭС за счет оптимизации распределения не менее чем на 0,2 % .

3) При делении ГЭС на части должно обеспечиваться групповое регулирование мощности в каждой из разделившихся частей в соответствии с требованиями энергосистемы. Должна также предусматриваться возможность автоматического регулирования или ограничения перетока мощности между секциями ГЭС.

4) При отключении агрегатов устройствами противоаварийной автоматики (ПАА) задание мощности должно автоматически уменьшаться на величину текущей мощности отключенных агрегатов. При этом должна быть предусмотрена возможность блокирования сигнала задания мощности по отклонению частоты.

При частотном пуске агрегатов в генераторный режим задание мощности должно автоматически увеличиваться на сумму номинальных мощностей пускаемых агрегатов. Должна быть предусмотрена возможность ступенчатого изменения задания мощности на (или до) заранее определенную величину по дискретным сигналам системной автоматики.

5) При участии ГЭС во вторичном регулировании частоты и активной мощности центральный регулятор должен содержать программный модуль задатчика внеплановой мощности (ЗВМ).

В модуле ЗВМ должны быть реализованы следующие функции:

- прием с верхнего уровня управляющего воздействия, переданного по каналу телемеханики;
- проверка достоверности поступающего сигнала;
- формирование пропорциональной составляющей и составляющей по производной от входного сигнала;
- защита от неисправностей и помех в канале телемеханики.

Включение и отключение ЗВМ не должно вызывать изменений мощности ГЭС. Должна быть предусмотрена возможность приема заданий в виде приращений, передаваемых в цикле работы канала телемеханики, с формированием задания для ГРАМ на интеграторе ЗВМ.

б) Суммарная мощность ГЭС должна поддерживаться неизменной после ручного или автоматического подключения (отключения) работающего под

нагрузкой агрегата к системе ГРАМ (от системы ГРАМ), при пуске (останове) агрегата, при выводе (вводе) агрегата из режима (в режим) синхронного компенсатора.

7) Должна быть предусмотрена возможность ввода ограничений суммарной максимальной и минимальной мощности ГЭС, а также возможность автоматического снятия ограничений по приоритетным сигналам системной автоматики.

8) Разрешающая способность измерения частоты должна быть не ниже 0,001 Гц; зона линейности характеристики должна быть в диапазоне от 49 до 51 Гц с отклонением не более  $\pm 1\%$ . Точность измерения частоты должна быть не хуже 0,01 Гц.

9) Отклонения в обработке задания по суммарной мощности не должны превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на  $\pm 1\%$ .

10) Должно быть обеспечено плавное или ступенчатое с интервалом в 1 % статизма изменения значения параметров срабатывания по частоте в пределах от 0 до 10 % с отклонением не более  $\pm 0,1\%$ .

11) Статизм по частоте, отнесенный к одному агрегату, при изменении числа включенных в ГРАМ агрегатов не должен изменяться более чем на  $\pm 5\%$  установленного значения.

12) Отклонения в ограничении мощности ГЭС относительно заданных параметров срабатывания не должны превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на  $\pm 2\%$ .

13) Должно обеспечиваться плавное или ступенчатое с дискретностью не более 0,01 Гц изменение параметров срабатывания по частоте от 49 до 51 Гц.

14) В режиме регулирования мощности должна быть предусмотрена возможность ввода мертвой зоны по частоте в пределах  $\pm 0,5$  Гц относительно номинального значения с дискретностью установки не более 0,01 Гц.

15) Отклонения в реализации заданного распределения нагрузки не должны превышать  $\pm 2\%$  номинального значения заданного параметра (мощности или открытия направляющего аппарата).

16) Канал регулирования частоты и канал регулирования мощности должны иметь независимую динамическую настройку. При этом должна быть обеспечена возможность установки двух независимых динамических настроек канала регулирования частоты, переключение которых должно производиться автоматически в соответствии с двумя возможными режимами работы ГРАМ.

17) Формирование сигнала регулирования по частоте должно производиться по ПИ- (при астатическом регулировании) или по ПД- (при статическом регулировании) закону.

При изодромной структуре формирования ПИ-сигнала регулирования настроечные параметры должны изменяться в следующих пределах:

- временная неравномерность  $bt$  - от 10 до 100 % ;
- постоянная времени изодрома  $Td$  - от 20 до 30 с.

18) Формирование сигнала регулирования мощности должно производиться по ПИ-закону или другому, обеспечивающему аналогичные динамические свойства.

Для ПИ-закон изменение настроечных параметров должно производиться в следующих пределах:

- коэффициент передачи - от 0,5 до 20;
- постоянная времени интегрирования - от 1 до 40 с.

19) Переходный процесс регулирования мощности должен иметь апериодический характер с постоянной времени от 10 до 40 с. Допускается одно перерегулирование с амплитудой до 5 % заданного изменения мощности.

20) Система ГРАМ должна адаптироваться к условиям регулирования частоты, обеспечивая при работе ГЭС в энергосистеме подавление колебаний частоты с периодом 5-10 мин и более, а при работе ГЭС в изолированном энергорайоне - регулирование частоты с отклонениями не более  $\pm 0,1$  Гц относительно заданных параметров срабатывания.

21) Скорость изменения мощности агрегата, подключаемого к системе ГРАМ, должна настраиваться независимо от максимальной скорости регулирования мощности. Суммарная фактическая мощность ГЭС в процессе перевода какого-либо агрегата на групповое регулирование не должна изменяться более чем на  $\pm 2$  % .

22) При вводе ГРАМ в работу задание мощности должно автоматически устанавливаться равным фактической мощности ГЭС, что должно обеспечить отсутствие толчков мощности.

23) При возникновении аварийного режима в энергосистеме по сигналу системной автоматики или при снижении частоты в энергосистеме ниже заданных параметров срабатывания должен быть обеспечен набор нагрузки с максимально возможной скоростью, определяемой временем открытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса. При этом должен соблюдаться приоритет действия сигналов ограничений от перегрузок по линиям электропередачи, если эти сигналы исключают набор нагрузки.

24) Перераспределение нагрузки в соответствии с индивидуальными энергетическими характеристиками агрегатов или технологическими ограничениями не должно вызывать изменений суммарной мощности ГЭС.

25) В качестве минимального объема входной аналоговой информации должны вводиться следующие сигналы:

- частота на шинах ГЭС или ее секций;
- активная мощность генераторов;
- сигналы задания с вышестоящего уровня управления.

26) В качестве дискретной информации должен быть предусмотрен ввод, как правило, следующих сигналов:

- положение выключателей генераторов;
- сигнал включения агрегата в режим группового регулирования;
- сигналы состояния системных устройств автоматики;
- контакты ключей управления (при сохранении традиционных элементов управления).

На некоторых ГЭС, например с жесткими блоками, может быть также введена информация о положении разъединителей генераторов.

Для фиксации разделения ГЭС на автономные части может также вводиться информация о положении выключателей главной схемы электрических соединений.

27) Органы управления должны обеспечивать выполнение следующих операций:

- изменение задания мощности ГЭС или ее отдельных частей;
- изменение ограничений нижнего и верхнего пределов мощности ГЭС;
- изменение режимов работы ГРАМ;
- ручное подключение и отключение гидроагрегата от ГРАМ.

28) Средства настройки должны обеспечивать изменение следующих параметров:

- статизма по частоте;
- мертвой зоны по частоте;
- динамических параметров настройки контуров регулирования частоты и мощности;
- технологических ограничений агрегатов и граничных значений зон нежелательной работы агрегатов;
- параметров, определяющих оптимальное распределение нагрузки между агрегатами;
- максимальной скорости изменений задания мощности, параметров срабатывания для частоты, ограничений мощности агрегатов при групповом регулировании.

29) В зависимости от используемого способа управления мощностью агрегатов должна предусматриваться возможность формирования на выходе ЦР ГРАМ одного из трех видов сигналов: одного (или нескольких по числу автономных частей) аналогового сигнала напряжения постоянного тока 0-10 В или  $\pm 10$  В, или постоянного тока 4-20 мА, дискретных сигналов импульсного управления задатчиками мощности регуляторов частоты вращения управляемых агрегатов, цифровых значений заданий мощности каждого из работающих агрегатов.

30) Объем выходной информации:

- режим работы ГРАМ;
- задание мощности (в режиме регулирования мощности) или уставка частоты (в режиме регулирования частоты);
- значения регулировочных диапазонов на увеличение и уменьшение мощности ГЭС;
- дискретные сигналы исчерпания регулировочных диапазонов;
- составляющая задания от устройств системного регулирования;
- заданная мощность или открытие направляющего аппарата агрегата (при равномерном распределении нагрузки);
- установленные ограничения минимальной и максимальной мощностей ГЭС.

31) При отказе ЦР ГРАМ или исчезновении напряжения питания должен обеспечиваться автоматический перевод подключенных к ГРАМ агрегатов в режим индивидуального регулирования. При кратковременных перерывах питания (1-2 с) обратное подключение агрегатов к ГРАМ должно производиться автоматически, а при длительных перерывах - вручную оперативным персоналом.

32) Должна быть предусмотрена защита, предотвращающая ложное действие ГРАМ при скачкообразном изменении входных сигналов от устройств системного регулирования.

Должен также производиться контроль за минимальным и максимальным значениями этих сигналов.

33) Безопасность эксплуатации ГА при их участии в АВРЧМ обеспечивается:

- работой ГА в допустимых по условиям эксплуатации режимах, установленных инструкциями по эксплуатации оборудования на основе указаний завода-изготовителя на период установленного срока эксплуатации ГА или по результатам технического освидетельствования при продлении срока эксплуатации ГА;

- настройкой системы ГРАМ ГЭС, обеспечивающей изменение мощности ГА в пределах регулировочного диапазона ГА с допустимыми параметрами регулирования, с запретом автоматического перехода ГА через зоны ограниченной и недопустимой работы при отработке вторичного задания ГЭС от ЦС (ЦКС) АРЧМ;

- блокировкой управления активной мощностью ГА от системы ГРАМ путем автоматического отключения ГА от управления ГРАМ при срабатывании технологических защит ГА, при выходе параметров эксплуатации ГА (в том числе вибрационных, тепловых и пр.) за допустимые пределы.

#### **9.4 Система СДПМ как особенность ГРАМ СШГЭС**

Система доведения плановой мощности предназначена для автоматической доставки заданий плановой мощности из диспетчерского центра до системы управления ГЭС.

В целях оперативного управления балансом производства и потребления активной мощности в ЕЭС России диспетчерскими центрами Системного оператора используются следующие виды управляющих воздействий на электростанции:

- в рамках вторичного регулирования частоты и активной мощности – задания внеплановой мощности (для станций, подключенных к АВРЧМ);

- в рамках третичного регулирования частоты и активной мощности – плановые диспетчерские графики (ПДГ) и диспетчерские команды (ДК).

Все три вида управляющих воздействий доводятся до исполнения по различным каналам связи. При этом только задания внеплановой мощности поступают напрямую в терминальные устройства систем ГРАМ станций, а



реализация остальных видов воздействий требует участия оперативного персонала станций

Автоматизация доставки заданий плановой мощности непосредственно до систем управления активной мощностью на электростанциях позволяет снизить нагрузку на диспетчерский и оперативный персонал с одновременным снижением рисков их ошибочных действий.

#### 9.4.1 Компонентный состав ГРАМ для доведения ПДГ и ДК

Для реализации доведения ПДГ и ДК в ГРАМ должны присутствовать следующие компоненты (рисунок 9.2):

- программный модуль связи с СДПМ;
- компонент получения ПДГ;
- компонент получения ДК.

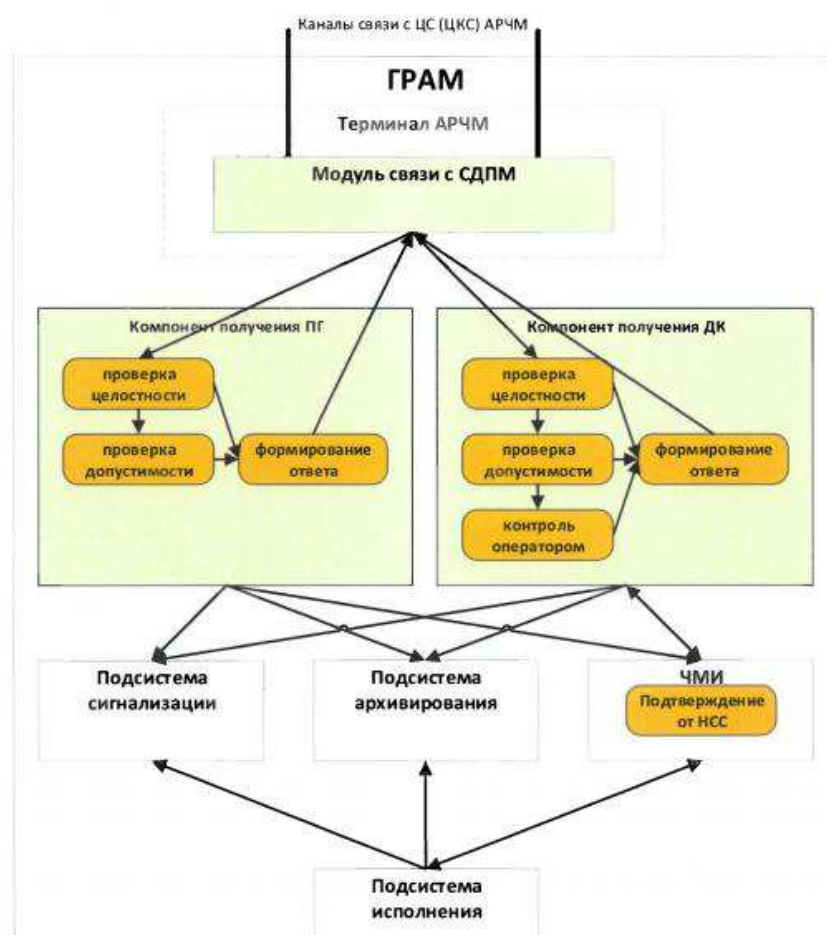


Рисунок 9.2 – Схема функциональной структуры ГРАМ в части доведения ПДГ и ДК

Модуль связи ГРАМ с СДПМ должен обеспечивать информационный обмен с СДПМ в части:

- получения сообщений, содержащих ПДГ и ДК;
- передачи сообщений, содержащих ответ на ПДГ и ДК.

Обеспечивать контроль и сигнализацию о состоянии системы связи ГРАМ – СДПМ.

Компонент получения ПДГ должен обеспечивать:

- проверку целостности полученного ПДГ;
- проверку допустимости полученного ПДГ;
- формирование ответа на ПДГ: подтверждение приема ПДГ;
- формирование запроса на получение ПДГ;
- отправку ПДГ на исполнение.

Компонент получения ДК должен обеспечивать:

- проверку целостности полученной ДК;
- проверку допустимости полученной ДК;
- ввод НСС подтверждения или блокировки исполнения ДК;
- формирование ответа на ДК: подтверждение или блокировка исполнения ДК;
- отправку ДК на исполнение.

#### **9.4.2 Режимы работы ГРАМ в части ввода ПДГ и ДК**

В ГРАМ должны быть реализованы режимы в части ввода ПДГ:

- режим ручного ввода ПДГ НСС с АРМ;
- режим автоматического ввода ПДГ, полученного по каналам АРЧМ.

В ГРАМ должны быть реализованы режимы в части ввода ДК:

- режим ручного ввода ДК НСС с АРМ;
- режим автоматического ввода ДК, полученного по каналам АРЧМ.

В ГРАМ должно быть предусмотрено автоматическое отключение автоввода ДК и автоввода ПДГ в следующих ситуациях:

- при срабатывании ПА, фиксируемого по поступлению в систему ГРАМ команды ПА на изменение мощности ГЭС (отключение только автоввода ДК);
- при потере связи с ГРАМ – СДПМ или ГРАМ – терминал АРЧМ;
- при неисправности системы ГРАМ или невозможности выполнения ПДГ и ДК.

Повторное включение автоввода ДК/ПДГ должно осуществляться оперативным персоналом вручную после устранения причин, вызвавших отключение.

#### **9.4.3 Требования к получению ПДГ и ДК в ГРАМ**

СДПМ контролирует передачу ПДГ и ДК и в случае его/ее неуспешной отправки осуществляет повторную отправку всех атрибутов.

При отрицательном ответе НСС на пришедшую ДК ГРАМ должен автоматически отправить телеизмерение (ТИ) «Код ошибки ДК».

При положительном ответе НСС на пришедшую ДК ГРАМ должен автоматически отправлять в СДПМ ТИ «КС ДК, рассчитанная в ГРАМ».

Полученный ПДГ должен относиться на текущие/следующие сутки. При несовпадении даты действия ПДГ с датой текущих или следующих суток ГРАМ должен автоматически отправить ТИ «Код ошибки на ПДГ».

В ГРАМ должна быть реализована приоритетность поступающих ТК ДК над ТК ПДГ.

Для режима автоввода ПДГ в ГРАМ должен быть реализован контроль актуальности ПДГ для следующего часа.

В начале каждого часа в ГРАМ должен сбрасываться признак актуальности ПДГ для следующего часа.

За 10 минут до начала нового часа ГРАМ должен проверять признак актуальности ПДГ для следующего часа, и в случае ее отсутствия - формировать запрос ПДГ.

Если за 5 минут до начала нового часа признак актуальности ПДГ для следующего часа отсутствует, ГРАМ должен формировать предупредительную сигнализацию.

Повторное получение одной и той же ДК не должно приводить к ошибкам в работе ГРАМ. Данная ситуация возможна при наличии искажений в каналах связи и неполучении СДПМ ответа от ГРАМ на первичную отправку ДК.

В ГРАМ должна быть реализована автоматическая проверка на целостность пришедших значений ПДГ и ДК путем проверки совпадения КС, пришедшей по каналу АРЧМ, и КС, рассчитанной в ГРАМ. В случае несовпадения КС ПДГ или ДК, ГРАМ должен автоматически отправить соответствующий ТИ с кодом ошибки.

После проверки на целостность и при ее положительном результате в ГРАМ должна быть реализована автоматическая проверка на допустимость пришедших значений ПДГ и ДК.

При положительном результате проверки на допустимость ДК ГРАМ в режиме автоввода ДК должен предоставлять НСС возможность принятия или блокировки исполнения ДК. При этом в ГРАМ должен запускаться таймер ожидания ответа НСС. При отсутствии ответа НСС в течение заданного времени ГРАМ должен автоматически отправить ТИ «Код ошибки ДК».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной бакалаврской был спроектирован гидроузел Хевоскоски на реке Паз, являющийся сооружением III класса.

На первом этапе на основе ряда гидрологических наблюдений за 50 лет были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 3 % и поверочного 0,5 %, которые составляют 722 и 918 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 46 МВт и среднемноголетняя выработка 204 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число, тип и параметры гидроагрегатов электростанции. Выбранное оборудование должно обеспечивать выработку электроэнергии заданных параметров, с максимальной надежностью.

При выборе оборудования учитывались следующие основные положения: во-первых, число агрегатов устанавливаемых на ГЭС не может быть меньше двух, во-вторых, агрегат должен обеспечивать требования ВХК по минимальному расходу, в-третьих, турбина должна эксплуатироваться в зоне высоких КПД, то есть ее зона работы на главной универсальной характеристике должна содержать точку оптимума, в-четвертых, при выборе отметки установки рабочего колеса должны приниматься во внимание особенности грунта основания.

Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 19,13 м;

расчетный – 16,36 м;

минимальный – 16,21 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 330,06 м<sup>3</sup>/с.

При выборе турбин рассматривалось три варианта ПЛ20-ГК и ПЛ20-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ20-В-400.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор с ВГС 525/114-40 номинальной активной мощностью 14 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений КРУЭ 110 кВ – "Расширенный мостик". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ– 21000/110, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-400/10,5, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС – 95/16.

В качестве генераторного выключателя был принят выключатель типа ВРС – 10,5 производства «Высоковольтный союз» (Екатеринбург).

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая. Водосливная плотина принята бетонной.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с донным водосливом – 40 м;
- здание ГЭС – 39 м;
- левобережная глухая насыпная плотина – 1110 м;
- правобережная глухая бетонная плотина – 40 м;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 15,8 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 47,61 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий в свету – 4 м;
- толщина бетонного массива между отверстиями 6 м;
- отметка гребня – 71,60 м;
- ширина гребня – 6 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяются две водобойные стенки.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-усадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности, которая показала, что плотина удовлетворяет условию прочности (в частности отсутствие растягивающих напряжений, а также наличие сжимающих напряжений, не превосходящих пределов прочности на сжатие материала плотины – бетон В5). Итоговый коэффициент надежности  $\gamma_n \geq 1,15$ , что говорит об устойчивости плотины на сдвиг

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 7 лет и 10 месяцев;
- себестоимость – 0,29 руб/кВт
- удельные капиталовложения – 65270 тыс. руб./кВт.

Срок окупаемости составляет больше семи лет, но всё же является приемлемым. Это объясняется тем, что строящаяся ГЭС имеет небольшую установленную мощность.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию / сост. Б. М. Орахелашвили.– 2-е изд., испр. – Саяногорск: Сибирский Федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, - 28 с.
5. «Система электронного обучения СФУ» [Электронный ресурс] // «Практическое занятие 4, 5 Гидромеханический расчет бетонной СК» - режим доступа: [https://e.sfu-kras.ru/pluginfile.php/582713/mod\\_resource/content/3/Prakticheskoe\\_zanyatie\\_6\\_7\\_4\\_c.pdf](https://e.sfu-kras.ru/pluginfile.php/582713/mod_resource/content/3/Prakticheskoe_zanyatie_6_7_4_c.pdf)
6. СТО 17330282.27.140.002-2008 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 15.04.2008. – ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 53 с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
9. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
10. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
11. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
12. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
13. ГОСТ 8339-84 Установки маслonaпорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартинформ, 2008. – 8 с.
14. 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.

15. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // «Synergy Astana» – инновационная инжиниринговая компания в области энергетики. – Режим доступа: <http://www.synergy.kz>.
16. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
17. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартинформ, 2011. – 12с.
18. Приказ Минстроя РФ от 14.09.92 N 209/пр. Москва [Электронный ресурс] // «Минстрой России». – Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/>
19. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций : учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Машиностроение, 1973. – 248 с.
20. 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.
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. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
23. ГОСТ 2.722-68\* Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 15 с.
24. ГОСТ 2.747-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Размеры условных графических обозначений. - Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 6 с.
25. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 12 с.
26. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 608.
27. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014. – 296 с.
28. 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.
29. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

30. 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.
31. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.– Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
32. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
33. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций – Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 132 с.
34. ГОСТ Р 56302—2014 Оперативно-диспетчерское управление диспетчерскими наименованиями объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. – Введ. 01.09.2015 – Москва: Стандартинформ, 2015 – 16 с.
35. ГОСТ Р 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению. – Введ. 01.09.2015 – Москва: Стандартинформ, 2015 – 16 с.
36. ГОСТ Р 57114-2016 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения. – Введ. 01.03.2017 – Москва: Стандартинформ, 2017 – 15 с.
37. Приказ Минстроя РФ от 14.09.92 N 209/пр. Москва [Электронный ресурс] // «Минстрой России». – Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/>
38. Каталог « Масляные трансформаторы ТДЦ ВН 110 кВ» [Электронный ресурс] //ООО«Производственно-коммерческое предприятие СоюзКонтакт»-Екатеринбург. – Режим доступа: <http://energo-zavod.com/katalog/transformatory-maslyanye/maslyanye-transformatory-tdc/tdc-21000-kva/>
39. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены – Режим доступа: [http://www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif/electro/actual\\_price/1/](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/)
40. Каталог «Синхронизатор типа АС-М3» [Электронный ресурс] // «ООО «АСУ-ВЭИ»». – Режим доступа: <http://asu-vei.ru/>
41. Каталог «Ячейки КРУЭ на классы напряжений 110-500 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Энергомеханический завод (Санкт-Петербург)». – Режим доступа: [http://oldcpd.mrsksevzap.ru/512.pdf-t=Prezentacija\\_EMZ\\_Meridian\\_red.15.12.11.pdf](http://oldcpd.mrsksevzap.ru/512.pdf-t=Prezentacija_EMZ_Meridian_red.15.12.11.pdf)
42. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] // ОАО «СВЭЛ».– Режим доступа: [https://vk.com/doc79370393\\_475706031?hash=250ba70f83a662ff15&dl=4a4021b8a47fc98a7c](https://vk.com/doc79370393_475706031?hash=250ba70f83a662ff15&dl=4a4021b8a47fc98a7c)



43. Каталог «Ограничители перенапряжений 0,4-750 кВ» [Электронный ресурс] //«ЗЭТО». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru/uploads/file/20160225/.pdf>
44. Каталог «Дизельные электростанции» [Электронный ресурс] // ООО «ПСМ – Сервис (Ярославль)». – Режим доступа: [http://www.powerunit.ru/catalog/dizelnye\\_generatory/dizel\\_generator\\_12\\_kv/](http://www.powerunit.ru/catalog/dizelnye_generatory/dizel_generator_12_kv/)
45. Электронные измерительные трансформаторы тока и напряжения // журнал «Цифровая подстанция». - 2017. - №7. - 36с.
46. «Опросный лист разъединителей» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» - Режим доступа: [http://www.zeto.ru/download/8834/%D0%9E%D0%BF%D1%80%D0%BE%D1%81%D0%BD%D1%8B%D0%B9\\_%D0%BB%D0%B8%D1%81%D1%82\\_%D1%80%D0%B0%D0%B7%D1%8A%D0%B5%D0%B4%D0%A0%D0%9A%D0%92%D0%97\\_10\\_2000.pdf](http://www.zeto.ru/download/8834/%D0%9E%D0%BF%D1%80%D0%BE%D1%81%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BB%D0%B8%D1%81%D1%82_%D1%80%D0%B0%D0%B7%D1%8A%D0%B5%D0%B4%D0%A0%D0%9A%D0%92%D0%97_10_2000.pdf)
47. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
48. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
49. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
50. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
51. Гидротехнические сооружения. Часть 2 : учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва : Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
52. ГОСТ 23119-78 Фермы стропильные стальные сварные с элементами из парных уголков для производственных зданий – Введ. 28.04.1978 – Москва : Стандартиформ, 2011. – 12с.
53. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс] : распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
54. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] : от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.
55. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806 // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

56. Конституция Российской Федерации : офиц. текст. – Москва : Маркетинг, 2001. – 39 с.

57. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

58. Об охране атмосферного воздуха [Электронный ресурс] : федер. закон от 04.05.1999 N 96-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

59. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс] : федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

60. О животном мире [Электронный ресурс] : федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

61. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс] : федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

62. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.

63. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

64. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

65. Приказ Минстроя РФ от 14.09.92 N 209/пр. Москва [Электронный ресурс] // «Минстрой России». – Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/>

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений среднемесячных расходов воды (м<sup>3</sup>/с) р. Паз в створе Хевоскоки ГЭС за 1925-1974 гг

№ строки	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1	1925	53	48	49	213	368	333	189	107	113	123	125	71	149
2	1926	55	49	43	209	474	346	200	199	120	104	128	99	169
3	1927	82	75	64	279	679	381	257	164	148	186	142	101	213
4	1928	78	68	60	241	652	439	259	172	159	221	169	146	222
5	1929	80	66	61	223	643	423	272	227	163	179	159	145	220
6	1930	73	66	67	246	568	373	223	206	156	195	171	108	204
7	1931	89	82	73	255	361	350	201	104	118	165	162	119	173
8	1932	59	53	52	213	338	324	186	101	97	121	121	79	145
9	1933	49	48	49	209	230	255	149	137	59	100	84	60	119
10	1934	54	51	51	218	230	200	163	49	79	117	115	88	118
11	1935	45	41	40	180	239	202	184	107	116	84	118	43	117
12	1936	64	54	48	180	217	227	173	152	98	101	117	79	126
13	1937	56	50	47	209	361	330	186	104	109	131	118	80	149
14	1938	89	76	68	237	342	245	199	203	191	137	167	96	171
15	1939	97	78	71	377	712	602	304	249	226	241	237	207	283
16	1940	77	69	60	244	636	405	269	170	158	185	154	143	214
17	1941	88	75	64	227	645	500	261	176	163	92	142	117	213
18	1942	81	75	67	229	652	398	266	169	170	218	156	136	218
19	1943	64	55	48	209	553	369	218	224	172	182	181	106	198
20	1944	75	54	47	271	661	451	287	235	156	182	143	118	223
21	1945	74	68	65	223	651	538	251	152	166	69	160	129	212
22	1946	55	52	46	223	402	341	212	191	120	113	127	113	166
23	1947	66	61	57	223	408	357	339	234	148	189	150	116	196
24	1948	46	39	40	218	338	185	153	93	40	58	72	35	110
25	1949	51	46	44	190	176	265	151	141	74	104	95	61	116
26	1950	48	45	46	190	374	300	137	91	109	104	125	61	136
27	1951	51	50	47	209	224	210	172	103	123	112	117	95	126
28	1952	99	52	52	223	230	245	180	92	82	121	126	60	130
29	1953	95	72	69	250	569	501	262	252	209	60	199	145	223
30	1954	78	70	68	243	538	520	249	256	162	158	155	127	219
31	1955	69	55	52	208	460	354	408	186	114	176	142	101	194
32	1956	53	51	51	209	244	277	126	89	102	111	124	68	125
33	1957	67	54	47	185	230	209	185	143	120	131	106	54	128
34	1958	48	43	41	176	196	208	206	131	93	103	92	38	115
35	1959	54	48	50	251	377	317	178	92	114	112	112	75	148
36	1960	72	70	67	232	649	391	255	246	137	180	169	127	216
37	1961	79	60	58	227	658	413	275	250	162	175	160	142	221
38	1962	80	66	61	232	607	480	252	234	153	196	160	120	220
39	1963	90	74	70	241	660	555	316	175	179	157	205	144	239
40	1964	83	70	69	209	249	187	180	69	85	123	90	70	124
41	1965	77	67	62	223	200	236	137	95	78	121	119	74	124
42	1966	51	48	44	176	354	293	174	100	108	108	97	62	134
43	1967	62	52	50	233	690	387	275	185	147	209	159	116	214
44	1968	57	46	46	185	348	303	153	94	126	123	119	70	139
45	1969	61	48	47	176	184	219	177	114	82	87	104	60	113
46	1970	55	53	50	185	392	337	168	174	122	111	133	116	158
47	1971	74	64	63	223	499	348	207	178	110	95	125	102	174
48	1972	73	66	56	213	393	323	218	167	122	103	161	116	168
49	1973	72	65	61	227	395	361	250	187	153	175	172	103	185
50	1974	53	48	45	250	480	364	210	176	155	180	163	99	185
51	Q ср. мес.	68	59	55	222	435	344	218	159	129	139	139	99	172

Окончание приложения А

Таблица А.2 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Месяц	$P_t^{max}$ , МВт	$P_t^{cp}$ , МВт
1	2175	2017
2	2105	1947
3	1985	1826
4	1846	1686
5	1726	1564
6	1656	1494
7	1656	1494
8	1725	1564
9	1845	1685
10	1984	1825
11	2105	1946
12	2175	2017

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Годы	Q, м <sup>3</sup> /с	Qубыв, м <sup>3</sup> /с	P,%	K	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>
1938	368	712	1,4	1,62	0,62	0,383	0,237
1939	474	690	3,4	1,57	0,57	0,324	0,184
1940	679	679	5,4	1,54	0,54	0,296	0,161
1941	652	661	7,3	1,50	0,50	0,253	0,127
1942	643	660	9,3	1,50	0,50	0,251	0,125
1943	568	658	11,3	1,50	0,50	0,246	0,122
1944	361	652	13,3	1,48	0,48	0,233	0,112
1945	338	652	15,3	1,48	0,48	0,233	0,112
1946	255	651	17,3	1,48	0,48	0,231	0,111
1947	230	649	19,2	1,48	0,48	0,226	0,108
1948	239	645	21,2	1,47	0,47	0,218	0,102
1949	227	643	23,2	1,46	0,46	0,213	0,099
1950	361	636	25,2	1,45	0,45	0,199	0,089
1951	342	607	27,2	1,38	0,38	0,144	0,055
1952	712	569	29,2	1,29	0,29	0,086	0,025
1953	636	568	31,2	1,29	0,29	0,085	0,025
1954	645	553	33,1	1,26	0,26	0,066	0,017
1955	652	538	35,1	1,22	0,22	0,050	0,011
1956	553	499	37,1	1,13	0,13	0,018	0,002
1957	661	480	39,1	1,09	0,09	0,008	0,001
1958	651	474	41,1	1,08	0,08	0,006	0,000
1959	402	460	43,1	1,05	0,05	0,002	0,000
1960	408	408	45	0,93	-0,07	0,005	0,000
1961	338	402	47	0,91	-0,09	0,007	-0,001
1962	265	395	49	0,90	-0,10	0,010	-0,001
1963	374	393	51	0,89	-0,11	0,011	-0,001
1964	224	392	53	0,89	-0,11	0,012	-0,001
1965	245	377	55	0,86	-0,14	0,020	-0,003
1966	569	374	56,9	0,85	-0,15	0,022	-0,003
1967	538	368	58,9	0,84	-0,16	0,027	-0,004
1968	460	361	60,9	0,82	-0,18	0,032	-0,006
1969	277	361	62,9	0,82	-0,18	0,032	-0,006
1970	230	354	64,9	0,80	-0,20	0,038	-0,007
1971	208	348	66,9	0,79	-0,21	0,044	-0,009
1972	377	342	68,8	0,78	-0,22	0,049	-0,011
1973	649	338	70,8	0,77	-0,23	0,054	-0,012
1974	658	338	72,8	0,77	-0,23	0,054	-0,012
1975	607	277	74,8	0,63	-0,37	0,137	-0,051
1976	660	265	76,8	0,60	-0,40	0,158	-0,063
1977	249	255	78,8	0,58	-0,42	0,177	-0,074
1978	236	249	80,8	0,57	-0,43	0,188	-0,082
1979	354	245	82,7	0,56	-0,44	0,196	-0,087
1980	690	239	84,7	0,54	-0,46	0,208	-0,095
1981	348	236	86,7	0,54	-0,46	0,215	-0,100
1982	219	230	88,7	0,52	-0,48	0,228	-0,109
1983	392	230	90,7	0,52	-0,48	0,228	-0,109
1984	499	227	92,7	0,52	-0,48	0,234	-0,113
1985	393	224	94,6	0,51	-0,49	0,241	-0,118
1986	395	219	96,6	0,50	-0,50	0,252	-0,127
1987	480	208	98,6	0,47	-0,53	0,278	-0,146

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Среднегодовые, среднеполоводные и среднемеженные расходы

№ строки	P, %	Ср.год ранж	Годы	Ср.полов.ранж	Годы	Qмеж.ср.ранж	Годы
1	2,0	283	1939	499	1939	176	1939
2	3,9	239	1963	443	1963	138	1953
3	5,9	223	1944	418	1944	137	1963
4	7,8	223	1953	416	1945	136	1961
5	9,8	222	1928	408	1941	135	1929
6	11,8	221	1961	399	1927	134	1954
7	13,7	220	1929	398	1928	134	1928
8	15,7	220	1962	396	1953	134	1942
9	17,6	219	1954	396	1967	134	1962
10	19,6	218	1942	393	1961	134	1960
11	21,6	216	1960	393	1962	130	1930
12	23,5	214	1940	390	1929	129	1943
13	25,5	214	1967	389	1940	128	1938
14	27,5	213	1927	388	1954	128	1947
15	29,4	213	1941	386	1942	127	1940
16	31,4	212	1945	382	1960	126	1944
17	33,3	204	1930	358	1955	124	1973
18	35,3	198	1943	353	1930	123	1967
19	37,3	196	1947	337	1943	120	1927
20	39,2	194	1955	332	1947	115	1974
21	41,2	185	1973	326	1974	115	1941
22	43,1	185	1974	319	1971	114	1931
23	45,1	174	1971	308	1973	112	1955
24	47,1	173	1931	307	1926	110	1945
25	49,0	171	1938	295	1946	108	1972
26	51,0	169	1926	292	1931	102	1946
27	52,9	168	1972	287	1972	102	1970
28	54,9	166	1946	281	1959	101	1971
29	56,9	158	1970	276	1925	100	1926
30	58,8	149	1925	272	1937	90	1957
31	60,8	149	1937	271	1970	89	1936
32	62,7	148	1959	265	1932	87	1951
33	64,7	145	1932	256	1938	87	1937
34	66,7	139	1968	250	1950	87	1965
35	68,6	136	1950	249	1966	86	1925
36	70,6	134	1966	247	1968	86	1952
37	72,5	130	1952	224	1948	85	1932
38	74,5	128	1957	220	1952	85	1968
39	76,5	126	1936	214	1956	82	1964
40	78,4	126	1951	211	1933	82	1959
41	80,4	125	1956	206	1964	81	1956
42	82,4	124	1964	204	1951	79	1950
43	84,3	124	1965	203	1934	77	1966
44	86,3	119	1933	202	1957	77	1949
45	88,2	118	1934	201	1935	76	1934
46	90,2	117	1935	199	1936	75	1969
47	92,2	116	1949	199	1965	74	1935
48	94,1	115	1958	197	1958	74	1958
49	96,1	113	1969	193	1949	73	1933
50	98,0	110	1948	189	1969	53	1948

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в январе

ЯНВАРЬ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр, м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
11	69	1	99	0	168	169	33	79,60	0,256608	79,34	70,00	69,98	70,0	52,77	17,22	26	26	0,0257
12	69	1	84	0	153	154	33	79,34	0,217728	79,13	69,98	69,97	70,0	52,65	17,32	24	24	0,0236
13	69	1	-24	0	45	46	33	79,13	-0,062208	79,19	69,97	69,97	70,0	51,16	18,81	8	8	0,0075
14	69	1	-30	0	39	40	33	79,19	-0,07776	79,27	69,97	69,98	70,0	51,03	18,95	7	7	0,0066
15	69	1	-10	0	59	60	33	79,27	-0,02592	79,29	69,98	69,98	70,0	51,43	18,55	10	10	0,0097
16	69	1	-37	0	32	33	33	79,29	-0,095904	79,39	69,98	69,98	70,0	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
17	69	1	-37	0	32	33	33	79,39	-0,095904	79,48	69,98	69,99	70,0	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054
18	69	1	82	0	151	152	33	79,48	0,212544	79,27	69,99	69,98	70,0	52,63	17,35	23	23	0,0233
19	69	1	233	0	302	303	33	79,27	0,603936	78,67	69,98	69,94	70,0	53,46	16,50	44	44	0,0444
20	69	1	158	0	227	228	33	78,67	0,409536	78,26	69,94	69,91	69,9	53,14	16,78	34	34	0,0339
21	69	1	-37	0	32	33	33	78,26	-0,095904	78,35	69,91	69,92	69,9	50,87	19,05	5	по сан.п.	0,0054
22	69	1	-37	0	32	33	33	78,35	-0,095904	78,45	69,92	69,92	69,9	50,87	19,05	5	по сан.п.	0,0054
23	69	1	-37	0	32	33	33	78,45	-0,095904	78,55	69,92	69,93	69,9	50,87	19,06	5	по сан.п.	0,0054
24	69	1	-37	0	32	33	33	78,55	-0,095904	78,64	69,93	69,94	69,9	50,87	19,06	5	по сан.п.	0,0054
1	69	1	-37	0	32	33	33	78,64	-0,095904	78,74	69,94	69,94	69,9	50,87	19,07	5	по сан.п.	0,0054
2	69	1	-37	0	32	33	33	78,74	-0,095904	78,83	69,94	69,95	69,9	50,87	19,08	5	по сан.п.	0,0054
3	69	1	-37	0	32	33	33	78,83	-0,095904	78,93	69,95	69,95	70,0	50,87	19,08	5	по сан.п.	0,0054
4	69	1	-37	0	32	33	33	78,93	-0,095904	79,02	69,95	69,96	70,0	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,0054
5	69	1	-37	0	32	33	33	79,02	-0,095904	79,12	69,96	69,97	70,0	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,0054
6	69	1	-37	0	32	33	33	79,12	-0,095904	79,22	69,97	69,97	70,0	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
7	69	1	-37	0	32	33	33	79,22	-0,095904	79,31	69,97	69,98	70,0	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
8	69	1	-37	0	32	33	33	79,31	-0,095904	79,41	69,98	69,98	70,0	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
9	69	1	-37	0	32	33	33	79,41	-0,095904	79,50	69,98	69,99	70,0	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054
10	69	1	-37	0	32	33	33	79,50	-0,095904	79,60	69,99	70,00	70,0	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в феврале

ФЕВРАЛЬ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр, м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
20	62	1	240	0	302	303	33	79,60	0,62208	78,98	70,00	69,96	69,98	53,46	16,52	44	44	0,0444
21	62	1	208	0	270	271	33	78,98	0,539136	78,44	69,96	69,92	69,94	53,33	16,61	40	40	0,0399
22	62	1	39	0	101	102	33	78,44	0,101088	78,34	69,92	69,92	69,92	52,09	17,83	16	16	0,0160
23	62	1	-30	0	32	33	33	78,34	-0,07776	78,42	69,92	69,92	69,92	50,87	19,05	5	по сан.п.	0,0054
24	62	1	-30	0	32	33	33	78,42	-0,07776	78,49	69,92	69,93	69,93	50,87	19,05	5	по сан.п.	0,0054
1	62	1	-30	0	32	33	33	78,49	-0,07776	78,57	69,93	69,93	69,93	50,87	19,06	5	по сан.п.	0,0054
2	62	1	-30	0	32	33	33	78,57	-0,07776	78,65	69,93	69,94	69,93	50,87	19,06	5	по сан.п.	0,0054
3	62	1	-30	0	32	33	33	78,65	-0,07776	78,73	69,94	69,94	69,94	50,87	19,07	5	по сан.п.	0,0054
4	62	1	-30	0	32	33	33	78,73	-0,07776	78,80	69,94	69,95	69,94	50,87	19,07	5	по сан.п.	0,0054
5	62	1	-30	0	32	33	33	78,80	-0,07776	78,88	69,95	69,95	69,95	50,87	19,08	5	по сан.п.	0,0054
6	62	1	-30	0	32	33	33	78,88	-0,07776	78,96	69,95	69,96	69,95	50,87	19,08	5	по сан.п.	0,0054
7	62	1	-30	0	32	33	33	78,96	-0,07776	79,04	69,96	69,96	69,96	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,0054
8	62	1	-30	0	32	33	33	79,04	-0,07776	79,12	69,96	69,97	69,96	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,0054
9	62	1	-30	0	32	33	33	79,12	-0,07776	79,19	69,97	69,97	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
10	62	1	-30	0	32	33	33	79,19	-0,07776	79,27	69,97	69,98	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
11	62	1	89	0	151	152	33	79,27	0,230688	79,04	69,98	69,96	69,97	52,63	17,34	23	23	0,0233
12	62	1	-6	0	56	57	33	79,04	-0,01555	79,06	69,96	69,96	69,96	51,37	18,59	9	9	0,0093
13	62	1	-30	0	32	33	33	79,06	-0,07776	79,13	69,96	69,97	69,97	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,0054
14	62	1	-30	0	32	33	33	79,13	-0,07776	79,21	69,97	69,97	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
15	62	1	-30	0	32	33	33	79,21	-0,07776	79,29	69,97	69,98	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
16	62	1	-30	0	32	33	33	79,29	-0,07776	79,37	69,98	69,98	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
17	62	1	-30	0	32	33	33	79,37	-0,07776	79,44	69,98	69,99	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
18	62	1	-30	0	32	33	33	79,44	-0,07776	79,52	69,99	69,99	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054
19	62	1	-30	0	32	33	33	79,52	-0,07776	79,60	69,99	70,00	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054



Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в марте

МАРТ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр, м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
11	53	1	67	0	120	121	33	79,60	0,173664	79,43	70,00	69,99	69,99	52,32	17,67	19	19	0,0189
12	53	1	93	0	146	147	33	79,43	0,241056	79,19	69,99	69,97	69,98	52,59	17,39	23	23	0,0226
13	53	1	-21	0	32	33	33	79,19	-0,054432	79,24	69,97	69,97	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
14	53	1	-21	0	32	33	33	79,24	-0,054432	79,29	69,97	69,98	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
15	53	1	-21	0	32	33	33	79,29	-0,054432	79,35	69,98	69,98	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
16	53	1	-21	0	32	33	33	79,35	-0,054432	79,40	69,98	69,98	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
17	53	1	-21	0	32	33	33	79,40	-0,054432	79,46	69,98	69,99	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054
18	53	1	-21	0	32	33	33	79,46	-0,054432	79,51	69,99	69,99	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054
19	53	1	-21	0	32	33	33	79,51	-0,054432	79,57	69,99	69,99	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054
20	53	1	-21	0	32	33	33	79,57	-0,054432	79,62	69,99	70,00	70,00	50,87	19,13	5	по сан.п.	0,0054
21	53	1	119	0	172	173	33	79,62	0,308448	79,31	70,00	69,98	69,99	52,80	17,18	26	26	0,0263
22	53	1	141	0	194	195	33	79,31	0,365472	78,95	69,98	69,96	69,97	52,95	17,01	29	29	0,0294
23	53	1	-21	0	32	33	33	78,95	-0,054432	79,00	69,96	69,96	69,96	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,0054
24	53	1	-21	0	32	33	33	79,00	-0,054432	79,06	69,96	69,96	69,96	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,0054
1	53	1	-21	0	32	33	33	79,06	-0,054432	79,11	69,96	69,97	69,96	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,0054
2	53	1	-21	0	32	33	33	79,11	-0,054432	79,16	69,97	69,97	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
3	53	1	-21	0	32	33	33	79,16	-0,054432	79,22	69,97	69,97	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
4	53	1	-21	0	32	33	33	79,22	-0,054432	79,27	69,97	69,98	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
5	53	1	-21	0	32	33	33	79,27	-0,054432	79,33	69,98	69,98	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
6	53	1	-21	0	32	33	33	79,33	-0,054432	79,38	69,98	69,98	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
7	53	1	-21	0	32	33	33	79,38	-0,054432	79,44	69,98	69,99	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
8	53	1	-21	0	32	33	33	79,44	-0,054432	79,49	69,99	69,99	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054
9	53	1	-21	0	32	33	33	79,49	-0,054432	79,55	69,99	69,99	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054
10	53	1	-21	0	32	33	33	79,55	-0,054432	79,60	69,99	70,00	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в апреле

АПРЕЛЬ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр., м³/с	Q хол сбр., м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV, млн м³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
9	216	1	87	0	303	304	33	79,60	0,225504	79,37	70,00	69,98	69,99	53,51	16,48	44	44	0,0444
10	216	1	87	0	303	304	33	79,37	0,225504	79,15	69,98	69,97	69,98	53,51	16,46	44	44	0,0444
11	216	1	87	0	303	304	33	79,15	0,225504	78,92	69,97	69,95	69,96	53,51	16,45	44	44	0,0444
12	216	1	87	0	303	304	33	78,92	0,225504	78,70	69,95	69,94	69,95	53,51	16,44	44	44	0,0443
13	216	1	87	0	303	304	33	78,70	0,225504	78,47	69,94	69,93	69,93	53,51	16,42	44	44	0,0443
14	216	1	87	0	303	304	33	78,47	0,225504	78,25	69,93	69,91	69,92	53,51	16,41	44	44	0,0442
15	216	1	87	0	303	304	33	78,25	0,225504	78,02	69,91	69,90	69,90	53,51	16,39	44	44	0,0442
16	216	1	87	0	303	304	33	78,02	0,225504	77,80	69,90	69,88	69,89	53,51	16,38	44	44	0,0442
17	216	1	87	0	303	304	33	77,80	0,225504	77,57	69,88	69,87	69,88	53,51	16,36	44	44	0,0441
18	216	1	87	0	303	304	33	77,57	0,225504	77,34	69,87	69,85	69,86	53,51	16,35	44	44	0,0441
19	216	1	87	0	303	304	33	77,34	0,225504	77,12	69,85	69,84	69,85	53,51	16,33	44	44	0,0440
20	216	1	87	0	303	304	33	77,12	0,225504	76,89	69,84	69,82	69,83	53,51	16,32	44	44	0,0440
21	216	1	87	0	303	304	33	76,89	0,225504	76,67	69,82	69,81	69,82	53,51	16,30	44	44	0,0440
22	216	1	87	0	303	304	33	76,67	0,225504	76,44	69,81	69,79	69,80	53,51	16,29	44	44	0,0439
23	216	1	87	0	303	304	33	76,44	0,225504	76,22	69,79	69,78	69,79	53,51	16,27	44	44	0,0439
24	216	1	87	0	303	304	33	76,22	0,225504	75,99	69,78	69,76	69,77	53,51	16,26	44	44	0,0438
1	216	1	-104	0	112	113	33	75,99	-0,269568	76,26	69,76	69,78	69,77	52,31	17,46	17	17	0,0174
2	216	1	-184	0	32	33	33	76,26	-0,476928	76,74	69,78	69,81	69,80	50,91	18,88	5	по сан.п.	0,0054
3	216	1	-184	0	32	33	33	76,74	-0,476928	77,22	69,81	69,85	69,83	50,91	18,92	5	по сан.п.	0,0054
4	216	1	-184	0	32	33	33	77,22	-0,476928	77,69	69,85	69,88	69,86	50,91	18,95	5	по сан.п.	0,0054
5	216	1	-184	0	32	33	33	77,69	-0,476928	78,17	69,88	69,91	69,89	50,91	18,98	5	по сан.п.	0,0054
6	216	1	-184	0	32	33	33	78,17	-0,476928	78,65	69,91	69,94	69,92	50,91	19,01	5	по сан.п.	0,0054
7	216	1	-184	0	32	33	33	78,65	-0,476928	79,12	69,94	69,97	69,95	50,91	19,04	5	по сан.п.	0,0054
8	216	1	-184	0	32	33	33	79,12	-0,476928	79,60	69,97	70,00	69,98	50,91	19,07	5	по сан.п.	0,0054

Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Сработка-наполнение водохранилища в мае

МАЙ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр, м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п, м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV, млн м³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
1	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,18	44	44	0,0445
2	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
3	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
4	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
5	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
6	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
7	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
8	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
9	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
10	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
11	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
12	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
13	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
14	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
15	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
16	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
17	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
18	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
19	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
20	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
21	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
22	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
23	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479
24	396	1	0	87	309	397	33	79,60	0	79,60	70,00	70,00	70,00	53,82	16,17	44	44	0,044479

Продолжение приложения Б

Таблица Б.8 – Сработка-наполнение водохранилища в июле

ИЮЛЬ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр. м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV, млн м³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
10	215	1	88	0	303	304	33	79,60	0,228096	79,37	70,00	69,98	69,99	53,51	16,48	44	44	0,0444
11	215	1	88	0	303	304	33	79,37	0,228096	79,14	69,98	69,97	69,98	53,51	16,46	44	44	0,0444
12	215	1	88	0	303	304	33	79,14	0,228096	78,92	69,97	69,95	69,96	53,51	16,45	44	44	0,0444
13	215	1	88	0	303	304	33	78,92	0,228096	78,69	69,95	69,94	69,95	53,51	16,43	44	44	0,0443
14	215	1	88	0	303	304	33	78,69	0,228096	78,46	69,94	69,93	69,93	53,51	16,42	44	44	0,0443
15	215	1	88	0	303	304	33	78,46	0,228096	78,23	69,93	69,91	69,92	53,51	16,41	44	44	0,0442
16	215	1	88	0	303	304	33	78,23	0,228096	78,00	69,91	69,90	69,90	53,51	16,39	44	44	0,0442
17	215	1	88	0	303	304	33	78,00	0,228096	77,78	69,90	69,88	69,89	53,51	16,38	44	44	0,0442
18	215	1	88	0	303	304	33	77,78	0,228096	77,55	69,88	69,87	69,87	53,51	16,36	44	44	0,0441
19	215	1	88	0	303	304	33	77,55	0,228096	77,32	69,87	69,85	69,86	53,51	16,35	44	44	0,0441
20	215	1	88	0	303	304	33	77,32	0,228096	77,09	69,85	69,84	69,84	53,51	16,33	44	44	0,0440
21	215	1	88	0	303	304	33	77,09	0,228096	76,86	69,84	69,82	69,83	53,51	16,32	44	44	0,0440
22	215	1	88	0	303	304	33	76,86	0,228096	76,63	69,82	69,81	69,81	53,51	16,30	44	44	0,0440
23	215	1	88	0	303	304	33	76,63	0,228096	76,41	69,81	69,79	69,80	53,51	16,29	44	44	0,0439
24	215	1	88	0	303	304	33	76,41	0,228096	76,18	69,79	69,78	69,78	53,51	16,27	44	44	0,0439
1	215	1	25	0	240	241	33	76,18	0,0648	76,11	69,78	69,77	69,77	53,26	16,51	35	35	0,0353
2	215	1	-183	0	32	33	33	76,11	-0,474336	76,59	69,77	69,80	69,79	50,91	18,87	5	по сан.п.	0,0054
3	215	1	-183	0	32	33	33	76,59	-0,474336	77,06	69,80	69,84	69,82	50,91	18,91	5	по сан.п.	0,0054
4	215	1	-183	0	32	33	33	77,06	-0,474336	77,54	69,84	69,87	69,85	50,91	18,94	5	по сан.п.	0,0054
5	215	1	-183	0	32	33	33	77,54	-0,474336	78,01	69,87	69,90	69,88	50,91	18,97	5	по сан.п.	0,0054
6	215	1	-183	0	32	33	33	78,01	-0,474336	78,49	69,90	69,93	69,91	50,91	19,00	5	по сан.п.	0,0054
7	215	1	-183	0	32	33	33	78,49	-0,474336	78,96	69,93	69,96	69,94	50,91	19,03	5	по сан.п.	0,0054
8	215	1	-183	0	32	33	33	78,96	-0,474336	79,43	69,96	69,99	69,97	50,91	19,06	5	по сан.п.	0,0054
9	215	1	-64	0	151	152	33	79,43	-0,165888	79,60	69,99	70,00	69,99	52,71	17,28	23	23	0,0232

Продолжение приложения Б

Таблица Б.8 – Сработка-наполнение водохранилища в августе

АВГУСТ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр., м³/с	Q хол сбр., м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV, млн м³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
11	165	1	138	0	303	304	33	79,60	0,357696	79,24	70,00	69,97	69,99	53,51	16,47	44	44	0,0444
12	165	1	138	0	303	304	33	79,24	0,357696	78,88	69,97	69,95	69,96	53,51	16,45	44	44	0,0444
13	165	1	138	0	303	304	33	78,88	0,357696	78,53	69,95	69,93	69,94	53,51	16,43	44	44	0,0443
14	165	1	138	0	303	304	33	78,53	0,357696	78,17	69,93	69,91	69,92	53,51	16,41	44	44	0,0442
15	165	1	140	0	305	306	33	78,17	0,36288	77,81	69,91	69,88	69,90	53,52	16,38	44	44	0,0445
16	165	1	140	0	305	306	33	77,81	0,36288	77,44	69,88	69,86	69,87	53,52	16,35	44	44	0,0444
17	165	1	140	0	305	306	33	77,44	0,36288	77,08	69,86	69,84	69,85	53,52	16,33	44	44	0,0443
18	165	1	62	0	227	228	33	77,08	0,160704	76,92	69,84	69,83	69,83	53,20	16,63	34	34	0,0336
19	165	1	11	0	176	177	33	76,92	0,028512	76,89	69,83	69,82	69,83	52,91	16,92	27	27	0,0265
20	165	1	84	0	249	250	33	76,89	0,217728	76,67	69,82	69,81	69,82	53,30	16,51	37	37	0,0366
21	165	1	50	0	215	216	33	76,67	0,1296	76,54	69,81	69,80	69,81	53,14	16,66	32	32	0,0319
22	165	1	142	0	307	308	33	76,54	0,368064	76,18	69,80	69,78	69,79	53,53	16,26	44	44	0,0444
23	165	1	142	0	307	308	33	76,18	0,368064	75,81	69,78	69,76	69,77	53,53	16,24	44	44	0,0444
24	165	1	-133	0	32	33	33	75,81	-0,344736	76,15	69,76	69,78	69,77	50,91	18,85	5	по сан.п.	0,0054
1	165	1	-133	0	32	33	33	76,15	-0,344736	76,50	69,78	69,80	69,79	50,91	18,87	5	по сан.п.	0,0054
2	165	1	-133	0	32	33	33	76,50	-0,344736	76,84	69,80	69,82	69,81	50,91	18,89	5	по сан.п.	0,0054
3	165	1	-133	0	32	33	33	76,84	-0,344736	77,19	69,82	69,84	69,83	50,91	18,92	5	по сан.п.	0,0054
4	165	1	-133	0	32	33	33	77,19	-0,344736	77,53	69,84	69,87	69,85	50,91	18,94	5	по сан.п.	0,0054
5	165	1	-133	0	32	33	33	77,53	-0,344736	77,88	69,87	69,89	69,88	50,91	18,96	5	по сан.п.	0,0054
6	165	1	-133	0	32	33	33	77,88	-0,344736	78,22	69,89	69,91	69,90	50,91	18,98	5	по сан.п.	0,0054
7	165	1	-133	0	32	33	33	78,22	-0,344736	78,57	69,91	69,93	69,92	50,91	19,01	5	по сан.п.	0,0054
8	165	1	-133	0	32	33	33	78,57	-0,344736	78,91	69,93	69,95	69,94	50,91	19,03	5	по сан.п.	0,0054
9	165	1	-133	0	32	33	33	78,91	-0,344736	79,26	69,95	69,98	69,96	50,91	19,05	5	по сан.п.	0,0054
10	165	1	-133	0	32	33	33	79,26	-0,344736	79,60	69,98	70,00	69,99	50,91	19,07	5	по сан.п.	0,0054

Продолжение приложения Б

Таблица Б.9 – Сработка-наполнение водохранилища в сентябре

СЕНТЯБРЬ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр., м³/с	Q хол сбр., м³/с	QГЭС, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N ГЭС, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV, млн м³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
11	159	1	139	0	298	299	33	79,60	0,360288	79,24	70,00	69,97	69,99	53,57	16,41	44	44	0,0435
12	159	1	140	0	299	300	33	79,24	0,36288	78,88	69,97	69,95	69,96	53,58	16,39	44	44	0,0436
13	159	1	140	0	299	300	33	78,88	0,36288	78,51	69,95	69,93	69,94	53,58	16,36	44	44	0,0435
14	159	1	141	0	300	301	33	78,51	0,365472	78,15	69,93	69,91	69,92	53,58	16,33	44	44	0,0436
15	159	1	141	0	300	301	33	78,15	0,365472	77,78	69,91	69,88	69,89	53,58	16,31	44	44	0,0436
16	159	1	100	0	259	260	33	77,78	0,2592	77,52	69,88	69,87	69,87	53,38	16,49	38	38	0,0380
17	159	1	100	0	259	260	33	77,52	0,2592	77,26	69,87	69,85	69,86	53,38	16,48	38	38	0,0380
18	159	1	-30	0	129	130	33	77,26	-0,07776	77,34	69,85	69,85	69,85	52,50	17,35	20	20	0,0199
19	159	1	110	0	269	270	33	77,34	0,28512	77,06	69,85	69,84	69,84	53,43	16,42	39	39	0,0393
20	159	1	143	0	302	303	33	77,06	0,370656	76,69	69,84	69,81	69,82	53,59	16,23	44	44	0,0436
21	159	1	143	0	302	303	33	76,69	0,370656	76,32	69,81	69,79	69,80	53,59	16,21	44	44	0,0436
22	159	1	144	0	303	304	33	76,32	0,373248	75,94	69,79	69,76	69,77	53,60	16,18	44	44	0,0436
23	159	1	-14	0	145	146	33	75,94	-0,036288	75,98	69,76	69,76	69,76	52,66	17,10	22	22	0,0221
24	159	1	-127	0	32	33	33	75,98	-0,329184	76,31	69,76	69,79	69,77	50,91	18,86	5	по сан.п.	0,0054
1	159	1	-127	0	32	33	33	76,31	-0,329184	76,64	69,79	69,81	69,80	50,91	18,88	5	по сан.п.	0,0054
2	159	1	-127	0	32	33	33	76,64	-0,329184	76,97	69,81	69,83	69,82	50,91	18,90	5	по сан.п.	0,0054
3	159	1	-127	0	32	33	33	76,97	-0,329184	77,30	69,83	69,85	69,84	50,91	18,93	5	по сан.п.	0,0054
4	159	1	-127	0	32	33	33	77,30	-0,329184	77,62	69,85	69,87	69,86	50,91	18,95	5	по сан.п.	0,0054
5	159	1	-127	0	32	33	33	77,62	-0,329184	77,95	69,87	69,89	69,88	50,91	18,97	5	по сан.п.	0,0054
6	159	1	-127	0	32	33	33	77,95	-0,329184	78,28	69,89	69,91	69,90	50,91	18,99	5	по сан.п.	0,0054
7	159	1	-127	0	32	33	33	78,28	-0,329184	78,61	69,91	69,94	69,92	50,91	19,01	5	по сан.п.	0,0054
8	159	1	-127	0	32	33	33	78,61	-0,329184	78,94	69,94	69,96	69,95	50,91	19,03	5	по сан.п.	0,0054
9	159	1	-127	0	32	33	33	78,94	-0,329184	79,27	69,96	69,98	69,97	50,91	19,05	5	по сан.п.	0,0054
10	159	1	-127	0	32	33	33	79,27	-0,329184	79,60	69,98	70,00	69,99	50,91	19,07	5	по сан.п.	0,0054

Продолжение приложения Б

Таблица Б.10 – Сработка-наполнение водохранилища в октябре

ОКТАБРЬ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр. м³/с	Q хол сбр, м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV, млн м³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
11	120	1	62	0	182	183	33	79,60	0,160704	79,44	70,00	69,99	69,99	52,95	17,04	28	28	0,0276
12	120	1	164	0	284	285	33	79,44	0,425088	79,01	69,99	69,96	69,97	53,50	16,47	42	42	0,0416
13	120	1	45	0	165	166	33	79,01	0,11664	78,90	69,96	69,95	69,96	52,83	17,13	25	25	0,0252
14	120	1	55	0	175	176	33	78,90	0,14256	78,76	69,95	69,94	69,95	52,90	17,05	27	27	0,0265
15	120	1	-5	0	115	116	33	78,76	-0,01296	78,77	69,94	69,94	69,94	52,35	17,60	18	18	0,0180
16	120	1	10	0	130	131	33	78,77	0,02592	78,74	69,94	69,94	69,94	52,51	17,43	20	20	0,0202
17	120	1	50	0	170	171	33	78,74	0,1296	78,61	69,94	69,94	69,94	52,87	17,07	26	26	0,0258
18	120	1	181	0	301	302	33	78,61	0,469152	78,14	69,94	69,91	69,92	53,59	16,33	44	44	0,0438
19	120	1	181	0	301	302	33	78,14	0,469152	77,67	69,91	69,88	69,89	53,59	16,30	44	44	0,0437
20	120	1	181	0	301	302	33	77,67	0,469152	77,20	69,88	69,84	69,86	53,59	16,27	44	44	0,0436
21	120	1	181	0	301	302	33	77,20	0,469152	76,74	69,84	69,81	69,83	53,59	16,24	44	44	0,0435
22	120	1	-49	0	71	72	33	76,74	-0,127008	76,86	69,81	69,82	69,82	51,72	18,10	11	11	0,0114
23	120	1	-88	0	32	33	33	76,86	-0,228096	77,09	69,82	69,84	69,83	50,91	18,92	5	по сан.п.	0,0054
24	120	1	-88	0	32	33	33	77,09	-0,228096	77,32	69,84	69,85	69,84	50,91	18,93	5	по сан.п.	0,0054
1	120	1	-88	0	32	33	33	77,32	-0,228096	77,55	69,85	69,87	69,86	50,91	18,94	5	по сан.п.	0,0054
2	120	1	-88	0	32	33	33	77,55	-0,228096	77,78	69,87	69,88	69,87	50,91	18,96	5	по сан.п.	0,0054
3	120	1	-88	0	32	33	33	77,78	-0,228096	78,00	69,88	69,90	69,89	50,91	18,97	5	по сан.п.	0,0054
4	120	1	-88	0	32	33	33	78,00	-0,228096	78,23	69,90	69,91	69,90	50,91	18,99	5	по сан.п.	0,0054
5	120	1	-88	0	32	33	33	78,23	-0,228096	78,46	69,91	69,93	69,92	50,91	19,00	5	по сан.п.	0,0054
6	120	1	-88	0	32	33	33	78,46	-0,228096	78,69	69,93	69,94	69,93	50,91	19,02	5	по сан.п.	0,0054
7	120	1	-88	0	32	33	33	78,69	-0,228096	78,92	69,94	69,95	69,95	50,91	19,03	5	по сан.п.	0,0054
8	120	1	-88	0	32	33	33	78,92	-0,228096	79,14	69,95	69,97	69,96	50,91	19,05	5	по сан.п.	0,0054
9	120	1	-88	0	32	33	33	79,14	-0,228096	79,37	69,97	69,98	69,98	50,91	19,06	5	по сан.п.	0,0054
10	120	1	-88	0	32	33	33	79,37	-0,228096	79,60	69,98	70,00	69,99	50,91	19,07	5	по сан.п.	0,0054

Продолжение приложения Б

Таблица Б.11 – Сработка-наполнение водохранилища в ноябре

НОЯБРЬ																		
t, ч	Qбыт пол, м³/с	Qф, м³/с	Q водохр. м³/с	Q хол сбр. м³/с	Qгэс, м³/с	Qнб, м³/с	Qс.п., м³/с.	V вдхр, млн.м³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N гэс, МВт	N гар, МВт	Общая Э, млн кВт·ч
								V нач	ΔV, млн м³	V кон	Zнач	Zкон	Z ср					
15	109	1	39	0	148	149	33	79,60	0,10	79,50	70,00	69,99	70,00	52,61	17,39	23	23	0,0229
16	109	1	95	0	204	205	33	79,50	0,25	79,25	69,99	69,98	69,98	53,02	16,97	31	31	0,0308
17	109	1	190	0	299	300	33	79,25	0,49	78,76	69,98	69,94	69,96	53,44	16,52	44	44	0,0439
18	109	1	190	0	299	300	33	78,76	0,49	78,27	69,94	69,91	69,93	53,44	16,48	44	44	0,0439
19	109	1	190	0	299	300	33	78,27	0,49	77,78	69,91	69,88	69,90	53,44	16,45	44	44	0,0438
20	109	1	190	0	299	300	33	77,78	0,49	77,28	69,88	69,85	69,87	53,44	16,42	44	44	0,0437
21	109	1	80	0	189	190	33	77,28	0,21	77,08	69,85	69,84	69,84	52,92	16,92	28	28	0,0285
22	109	1	-77	0	32	33	33	77,08	-0,20	77,27	69,84	69,85	69,84	50,87	18,97	5	по сан.п.	0,0054
23	109	1	-77	0	32	33	33	77,27	-0,20	77,47	69,85	69,86	69,86	50,87	18,99	5	по сан.п.	0,0054
24	109	1	-77	0	32	33	33	77,47	-0,20	77,67	69,86	69,88	69,87	50,87	19,00	5	по сан.п.	0,0054
1	109	1	-77	0	32	33	33	77,67	-0,20	77,87	69,88	69,89	69,88	50,87	19,01	5	по сан.п.	0,0054
2	109	1	-77	0	32	33	33	77,87	-0,20	78,07	69,89	69,90	69,89	50,87	19,02	5	по сан.п.	0,0054
3	109	1	-77	0	32	33	33	78,07	-0,20	78,27	69,90	69,91	69,91	50,87	19,04	5	по сан.п.	0,0054
4	109	1	-77	0	32	33	33	78,27	-0,20	78,47	69,91	69,93	69,92	50,87	19,05	5	по сан.п.	0,0054
5	109	1	-77	0	32	33	33	78,47	-0,20	78,67	69,93	69,94	69,93	50,87	19,06	5	по сан.п.	0,0054
6	109	1	-77	0	32	33	33	78,67	-0,20	78,87	69,94	69,95	69,95	50,87	19,07	5	по сан.п.	0,0054
7	109	1	-77	0	32	33	33	78,87	-0,20	79,07	69,95	69,96	69,96	50,87	19,09	5	по сан.п.	0,0054
8	109	1	-77	0	32	33	33	79,07	-0,20	79,27	69,96	69,98	69,97	50,87	19,10	5	по сан.п.	0,0054
9	109	1	-77	0	32	33	33	79,27	-0,20	79,47	69,98	69,99	69,98	50,87	19,11	5	по сан.п.	0,0054
10	109	1	-77	0	32	33	33	79,47	-0,20	79,67	69,99	70,00	69,99	50,87	19,12	5	по сан.п.	0,0054
11	109	1	35	0	144	145	33	79,67	0,09	79,58	70,00	70,00	70,00	52,57	17,43	22	22	0,0223
12	109	1	80	0	189	190	33	79,58	0,21	79,37	70,00	69,98	69,99	52,92	17,07	29	29	0,0287
13	109	1	-70	0	39	40	33	79,37	-0,18	79,55	69,98	69,99	69,99	51,03	18,96	7	7	0,0066
14	109	1	-18	0	91	92	33	79,55	-0,05	79,60	69,99	70,00	69,99	51,96	18,04	15	15	0,0146



Продолжение приложения Б

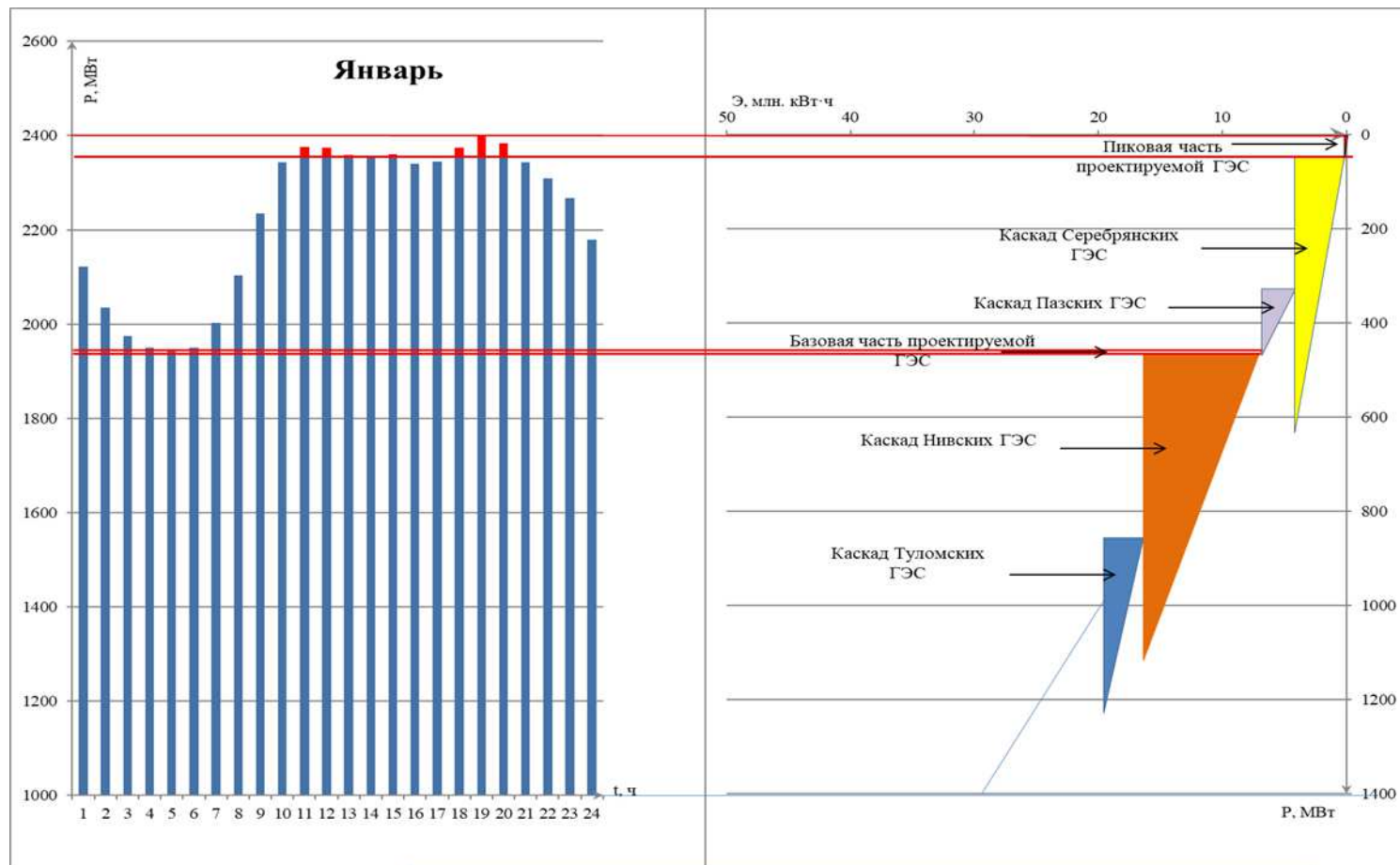


Рисунок Б.1 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в январе

Продолжение приложения Б

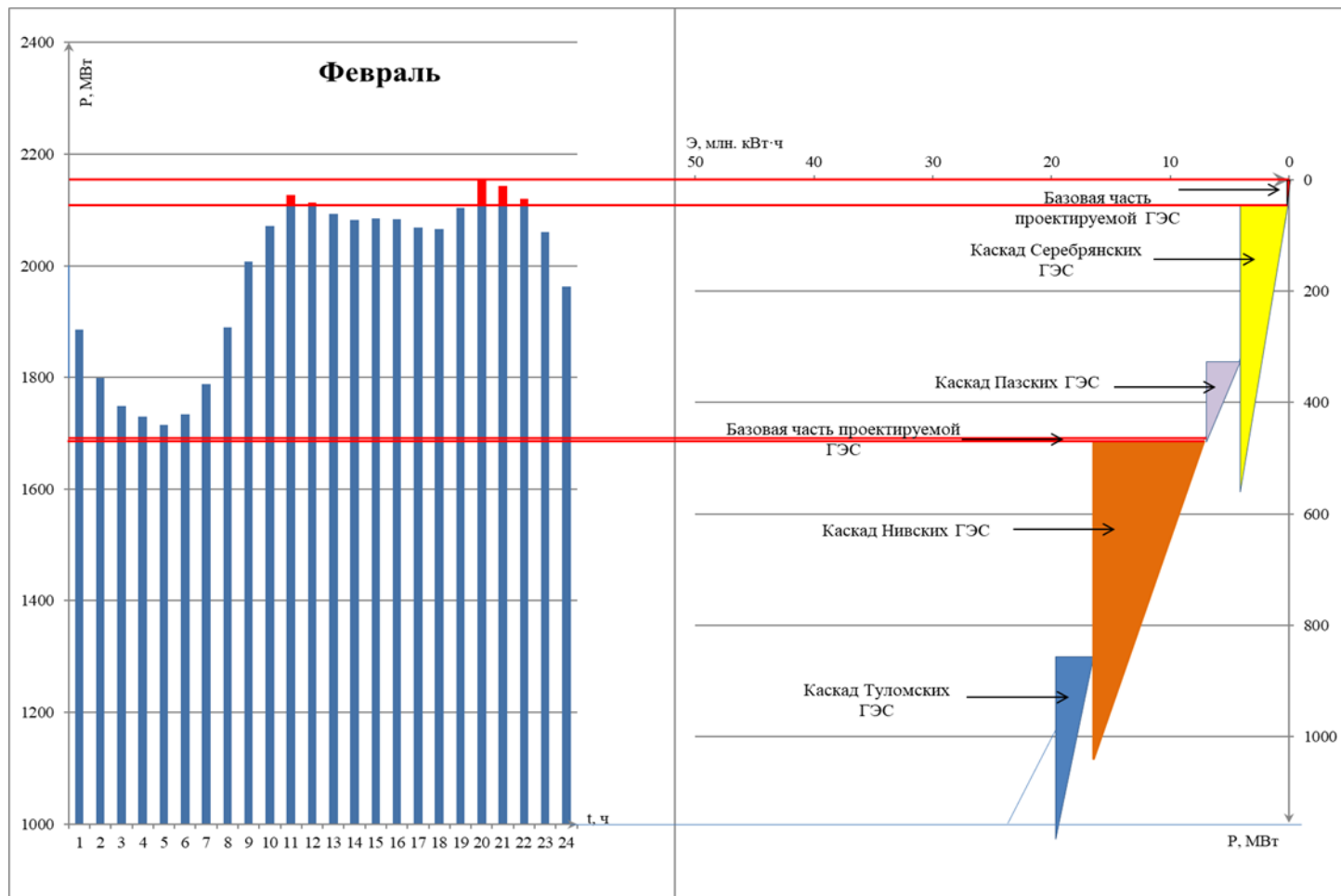


Рисунок Б.2 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в феврале

Продолжение приложения Б

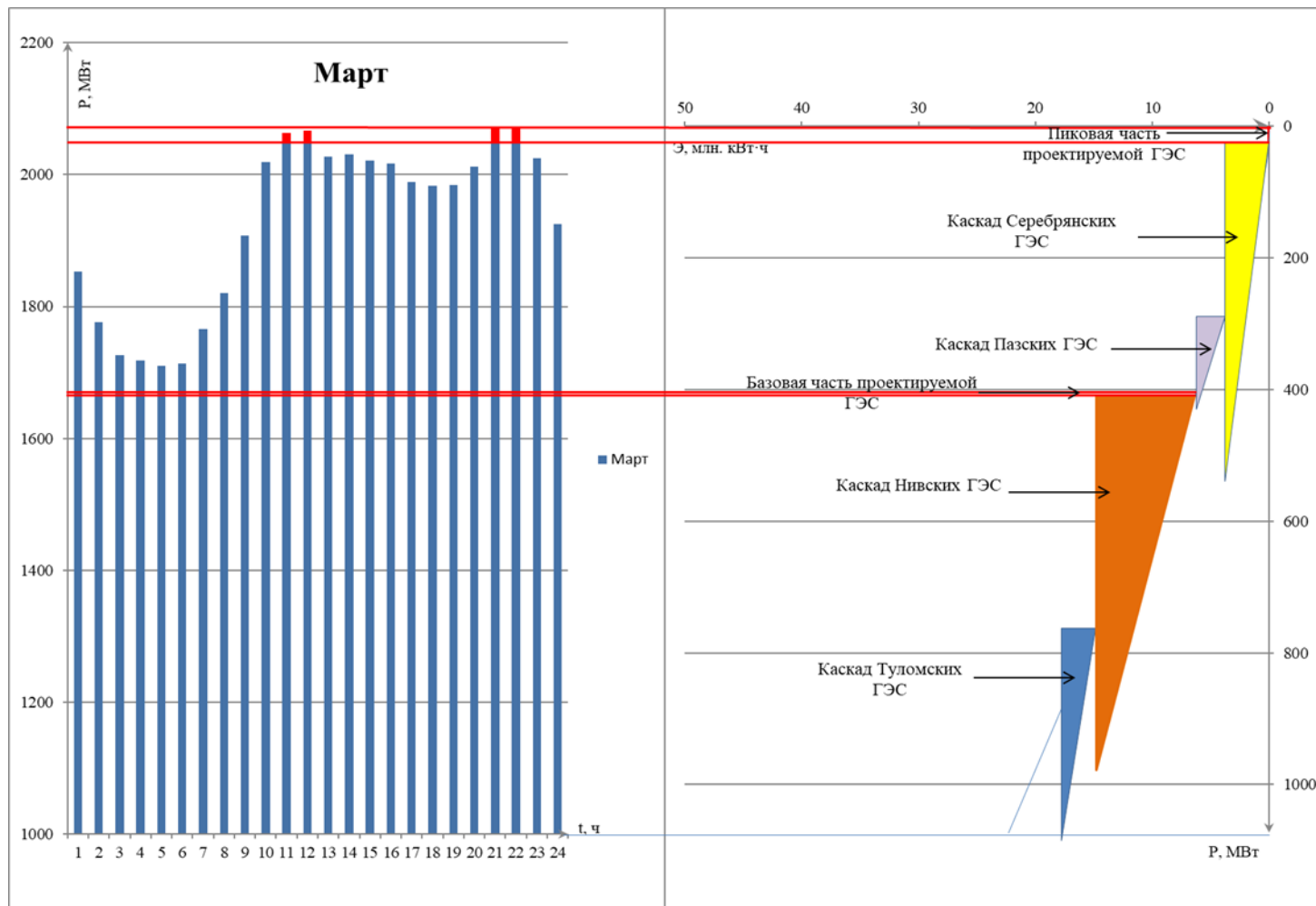


Рисунок Б.3 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в марте

Продолжение приложения Б

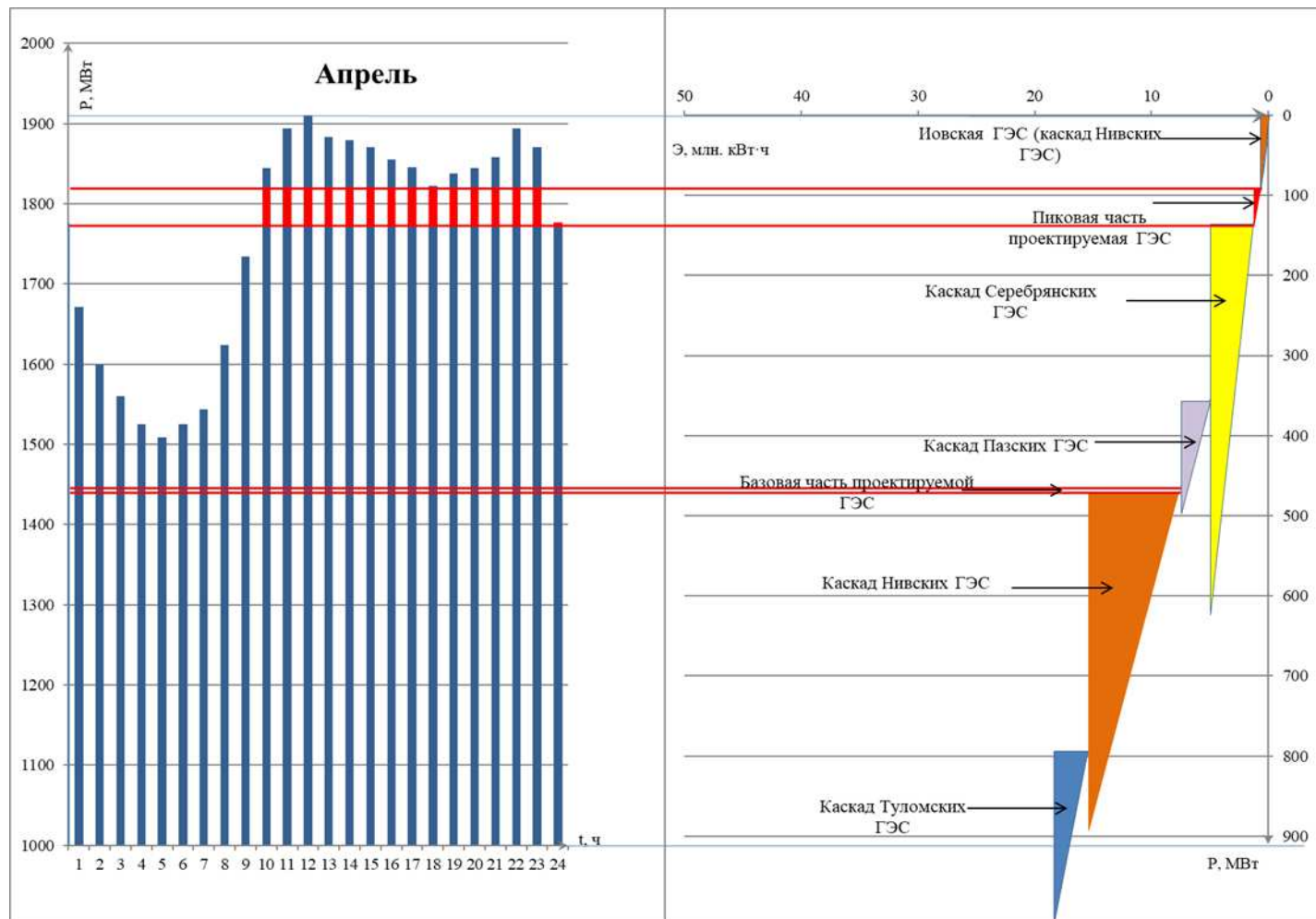


Рисунок Б.4 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в апреле

Продолжение приложения Б

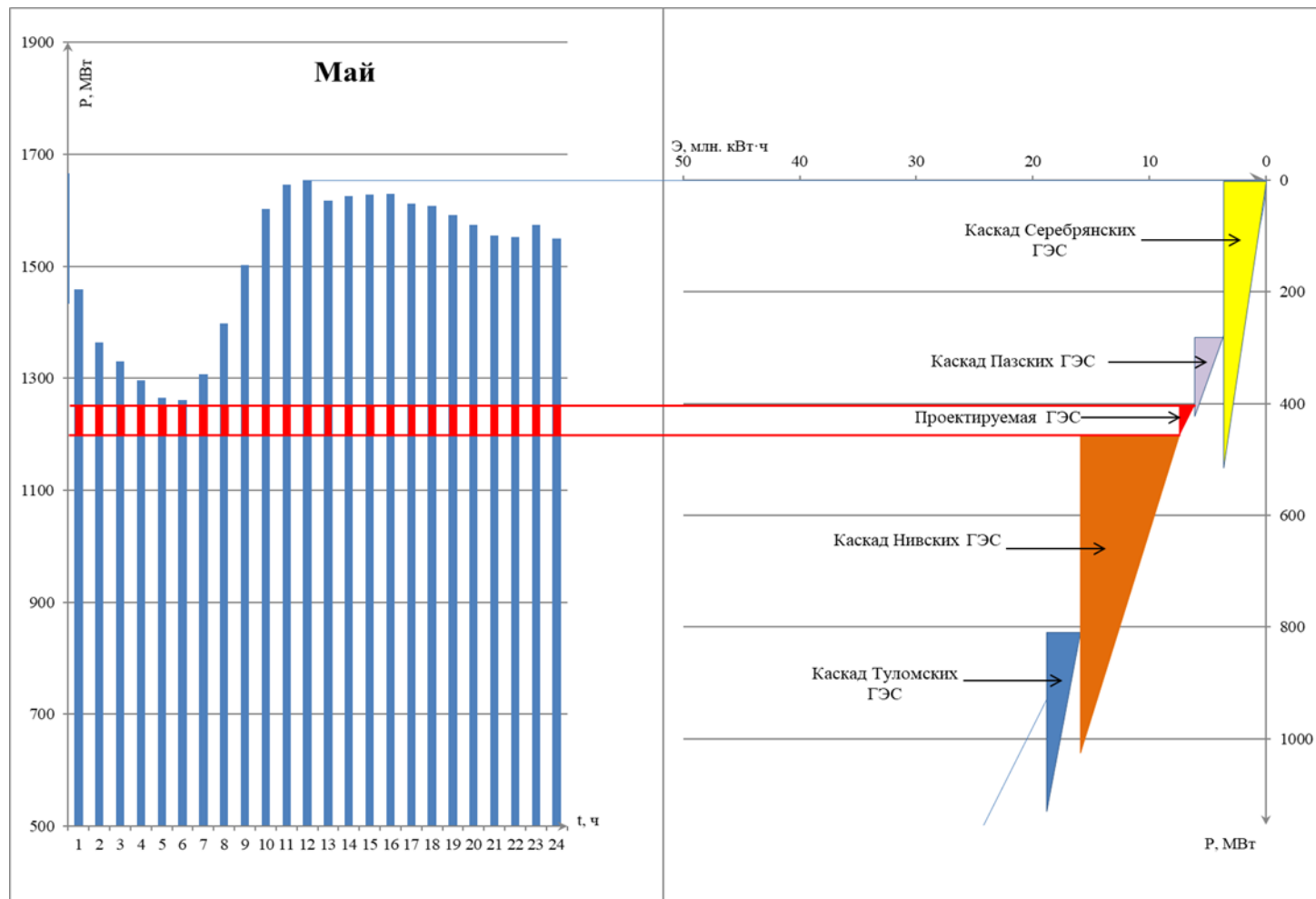


Рисунок Б.5 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в мае

Продолжение приложения Б

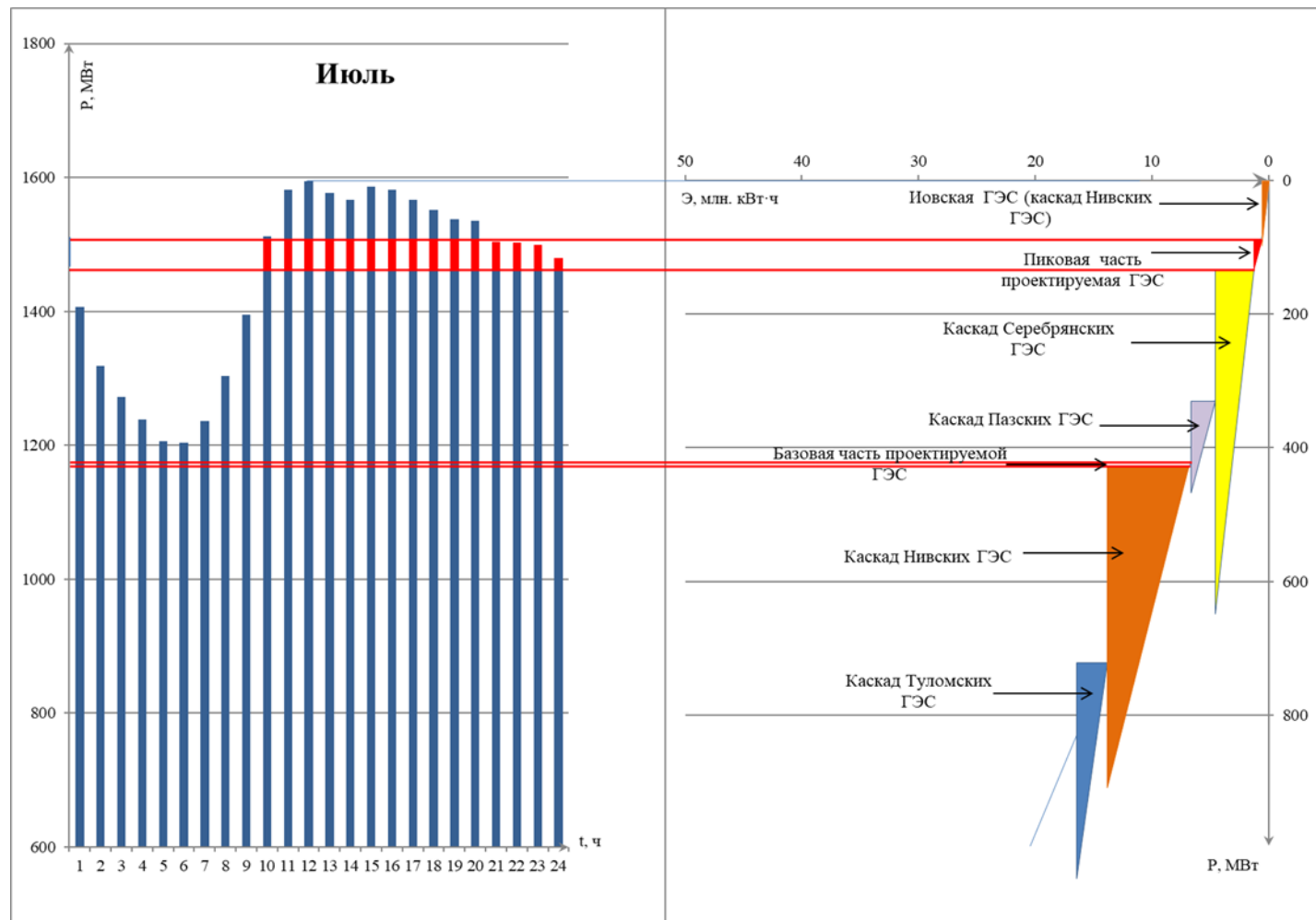


Рисунок Б.6 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в июле

Продолжение приложения Б

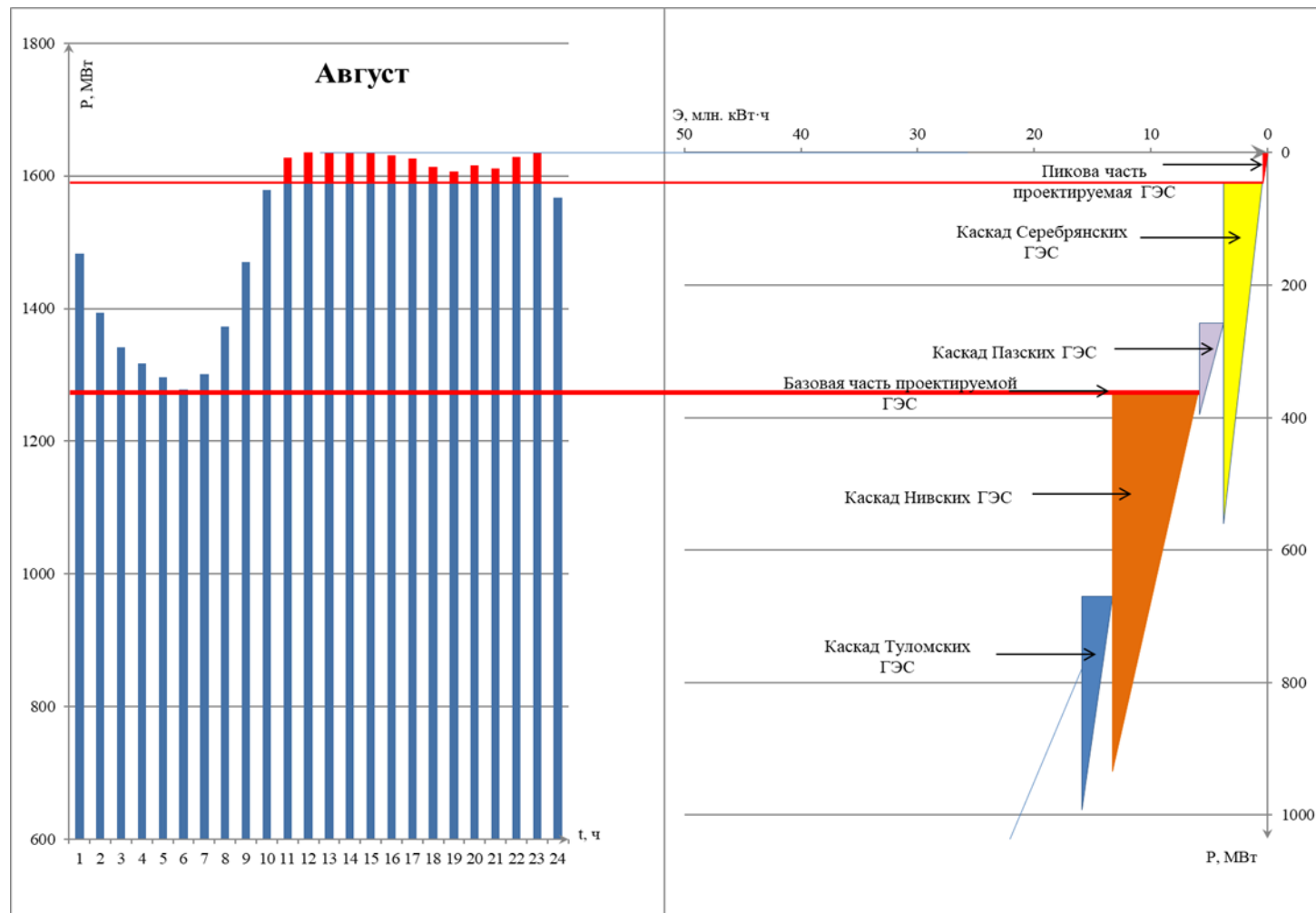


Рисунок Б.7 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в августе

Продолжение приложения Б

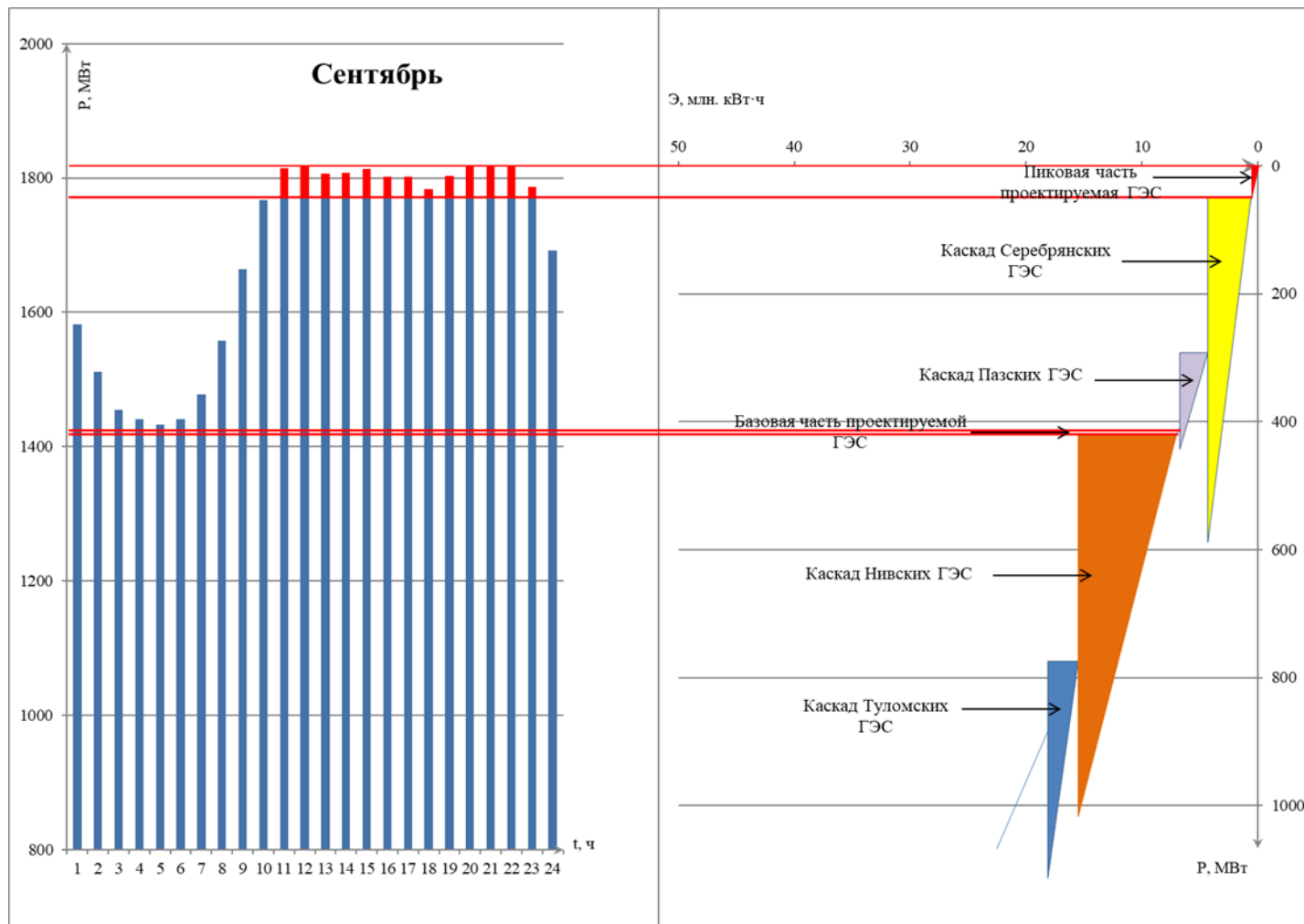


Рисунок Б.8 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в сентябре



Продолжение приложения Б

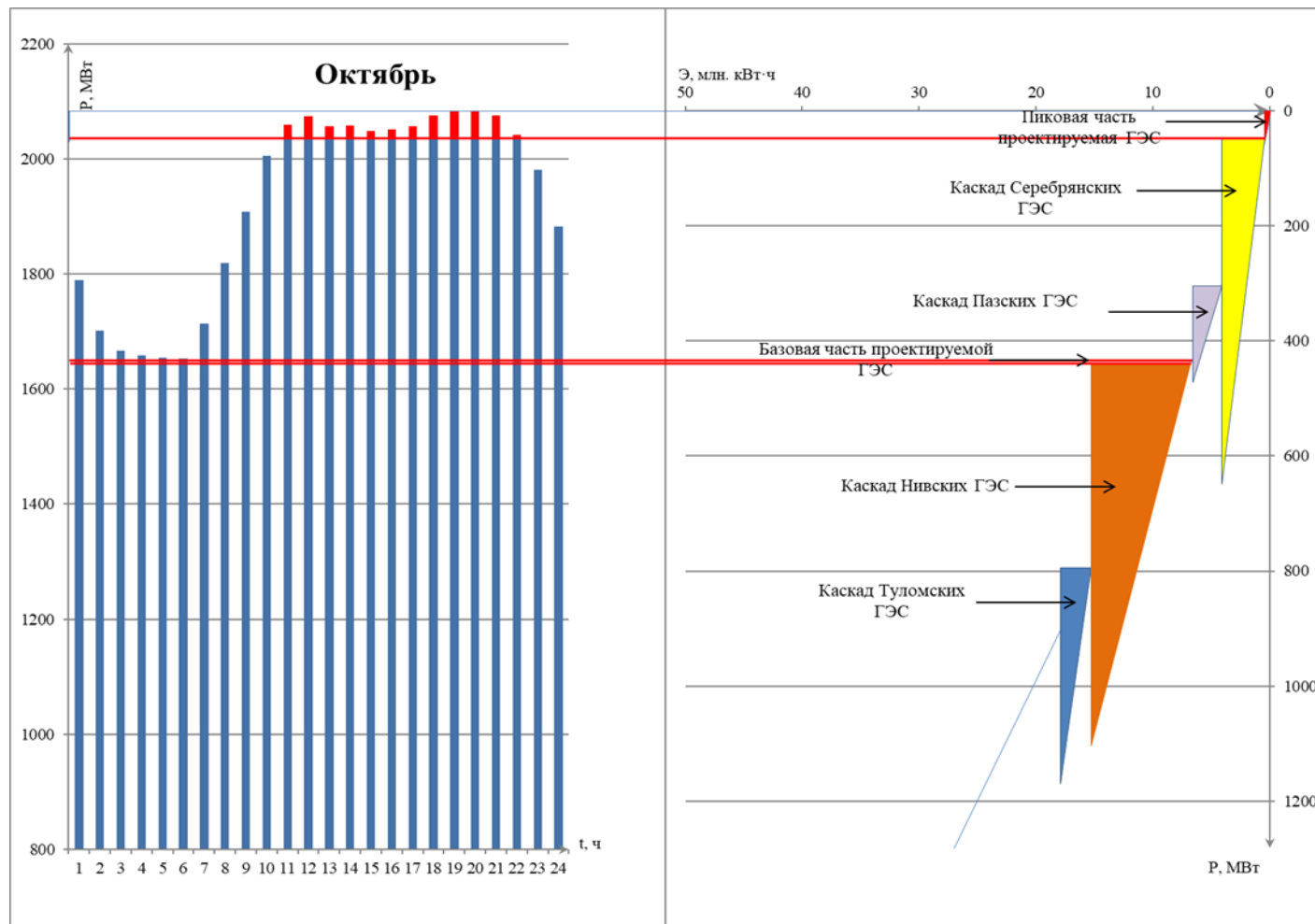


Рисунок Б.9 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в октябре

Окончание приложения Б

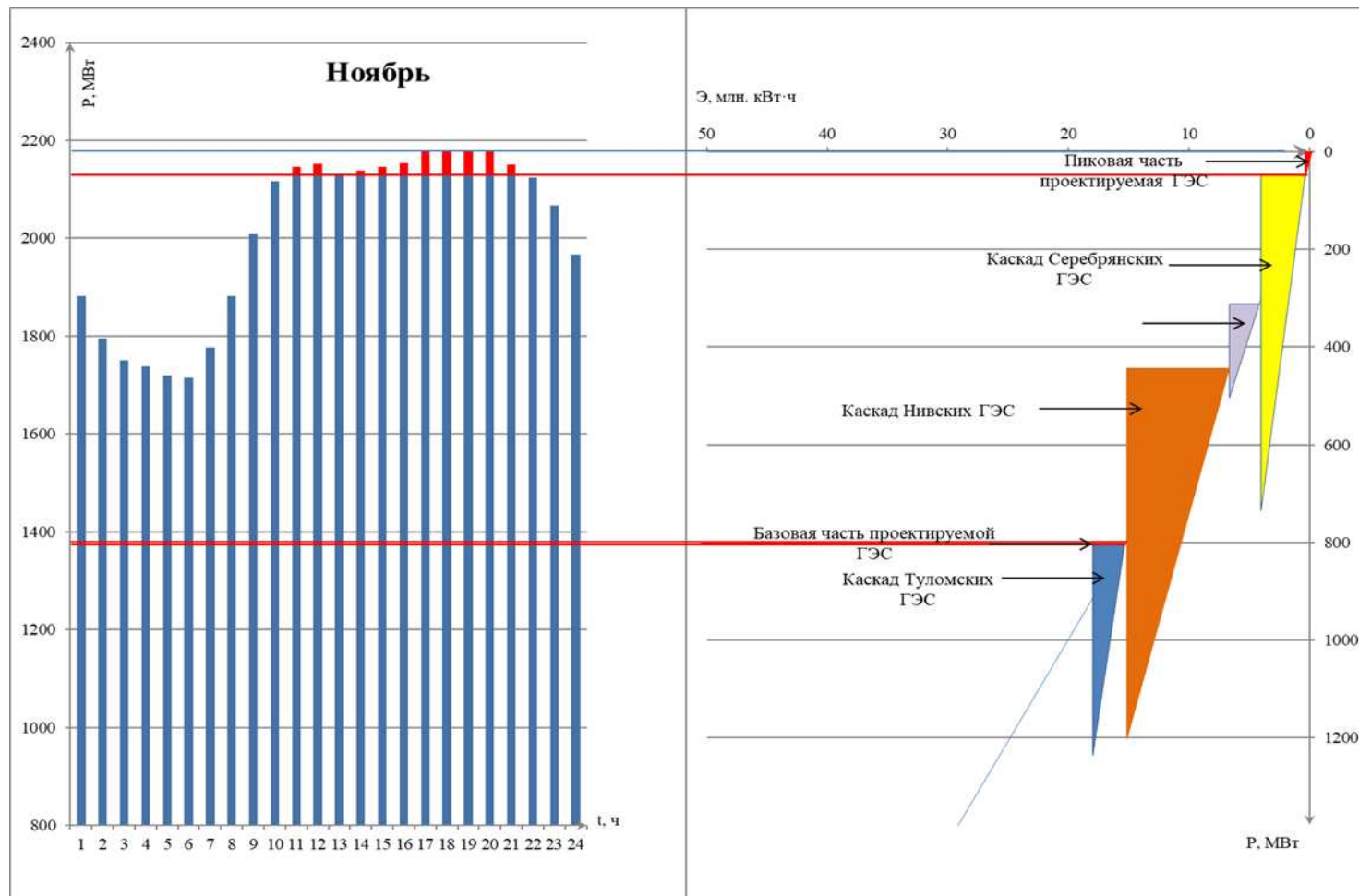


Рисунок Б.10 - Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в ноябре

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

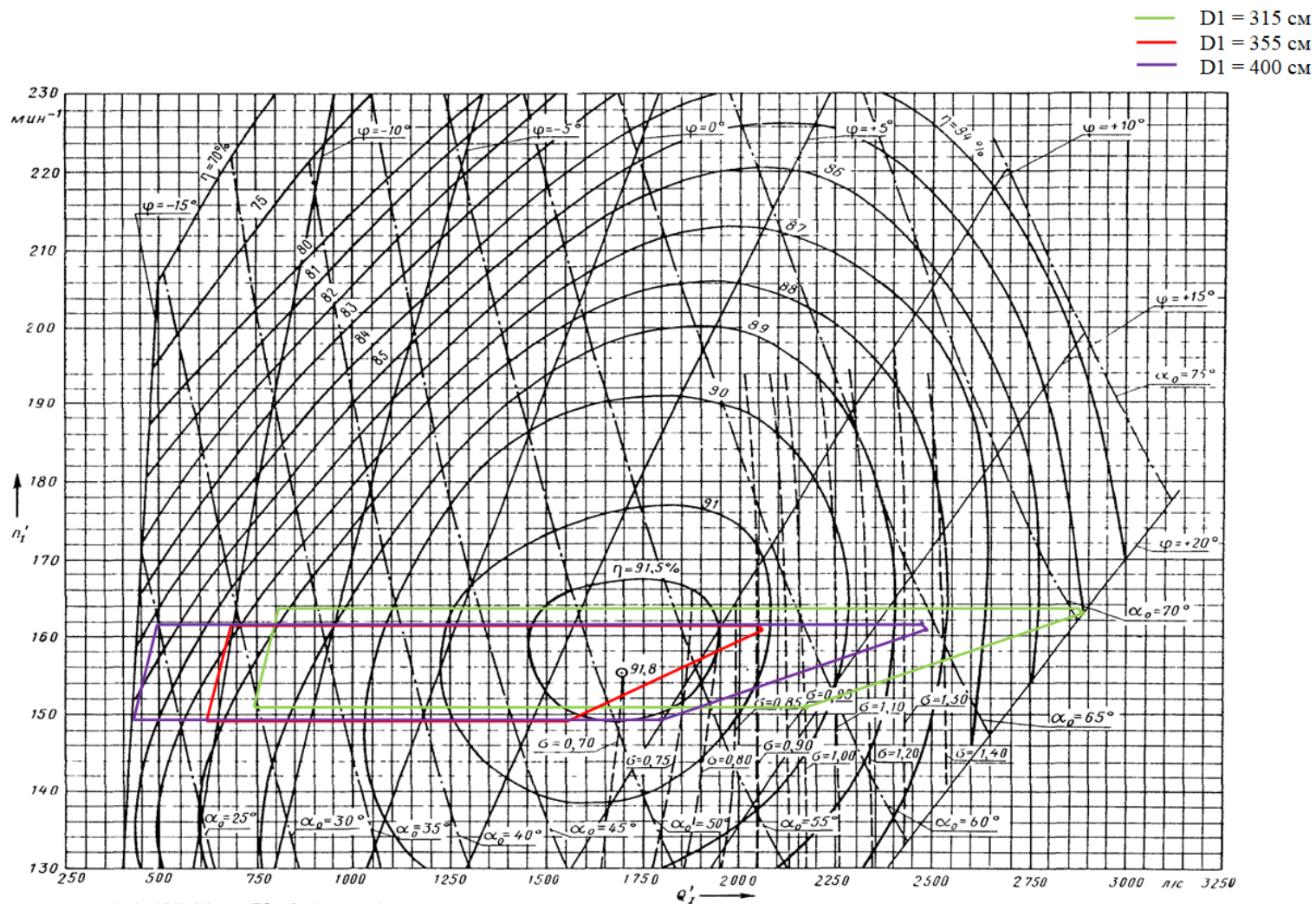


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ20-ГК

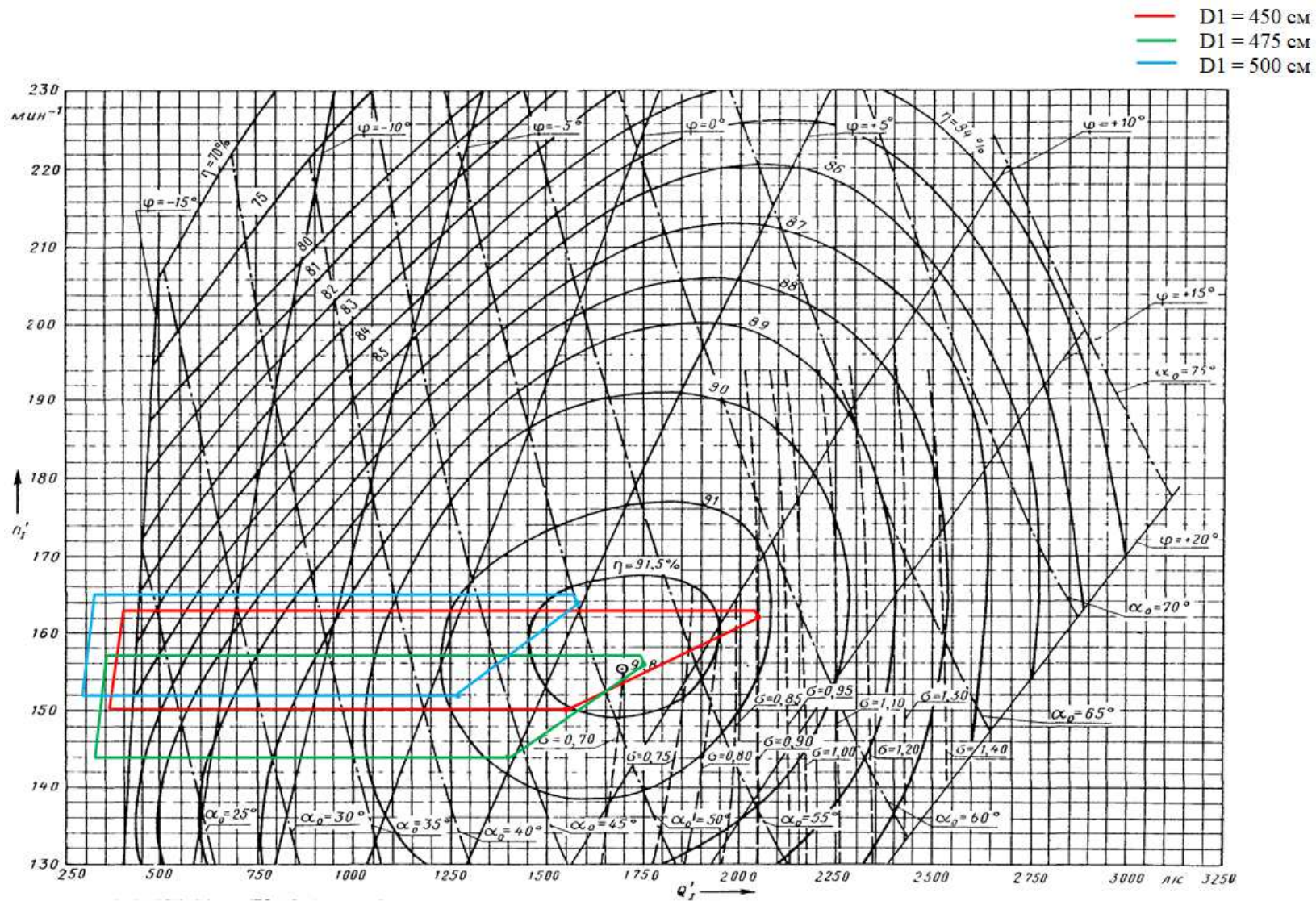


Рисунок В.2 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ20-ГК

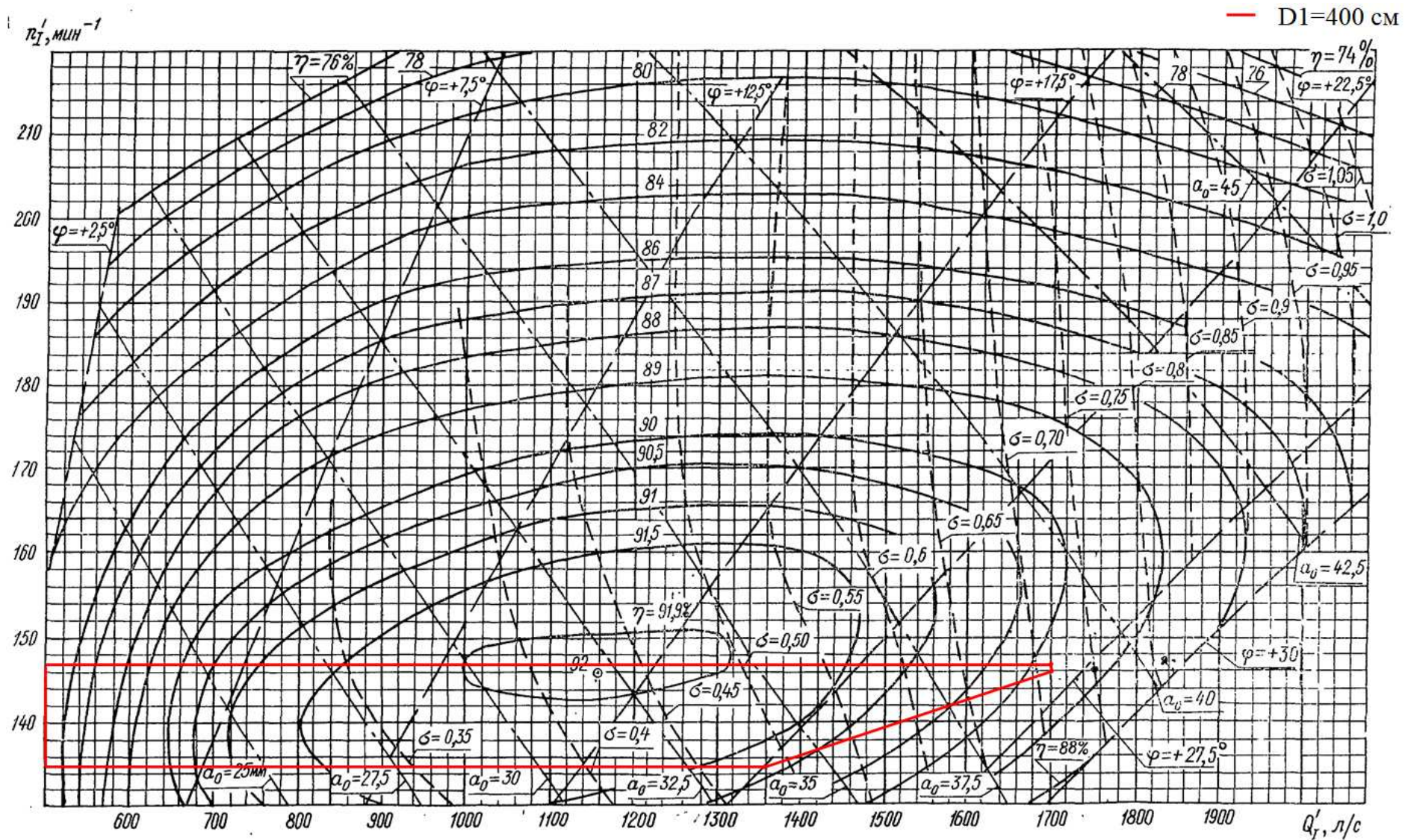


Рисунок В.3 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ20-В

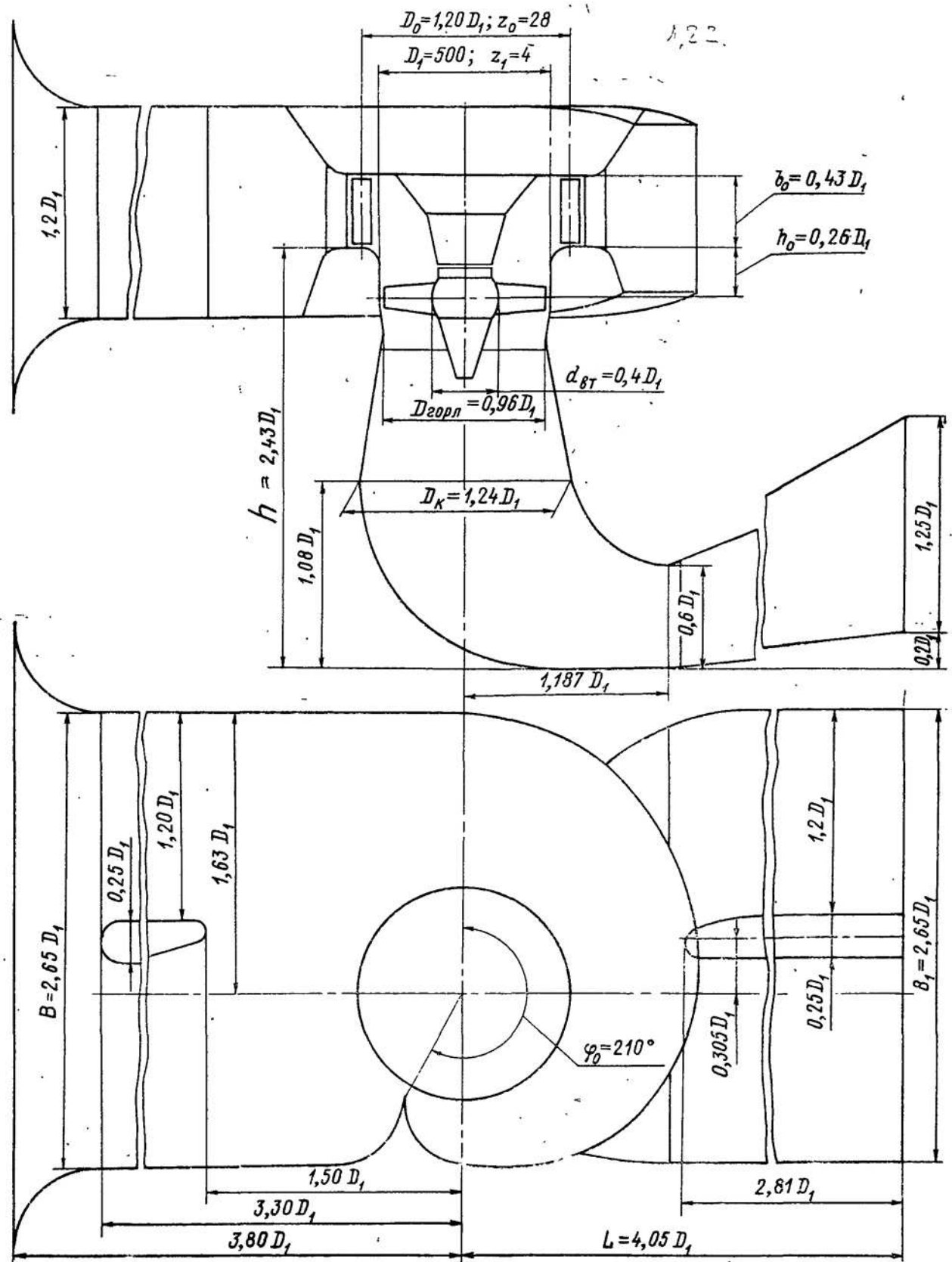


Рисунок В.4 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ20-В

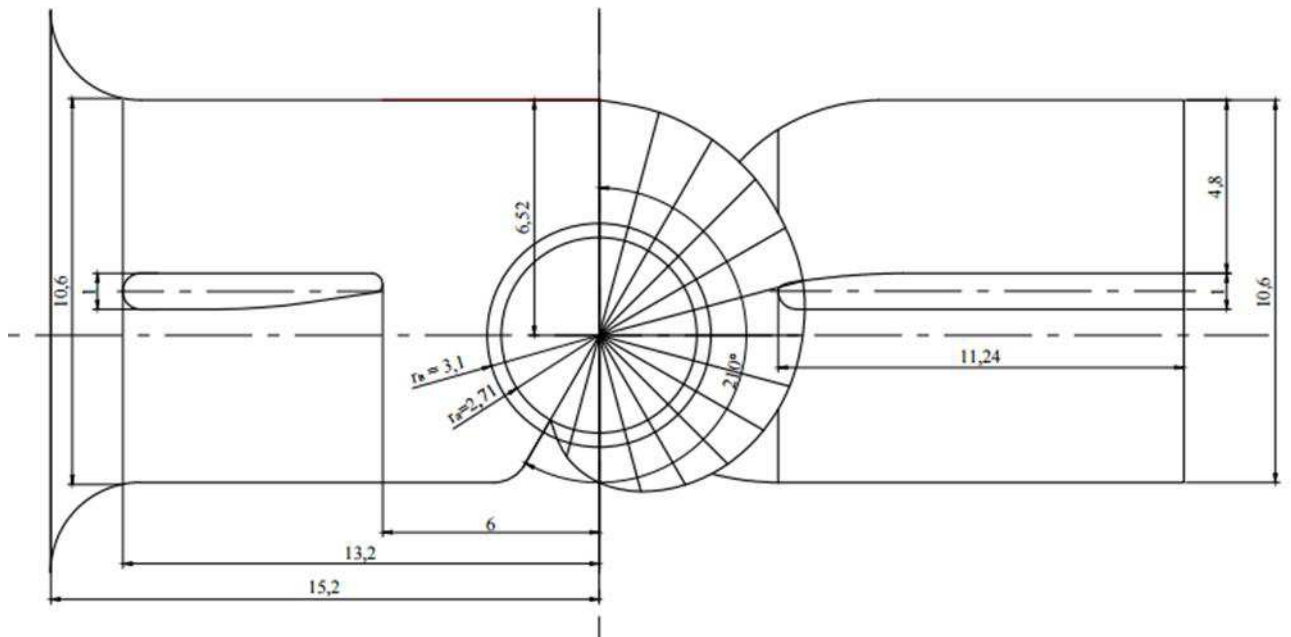


Рисунок В.5 – Спиральная камера вид сверху

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Электрическая часть

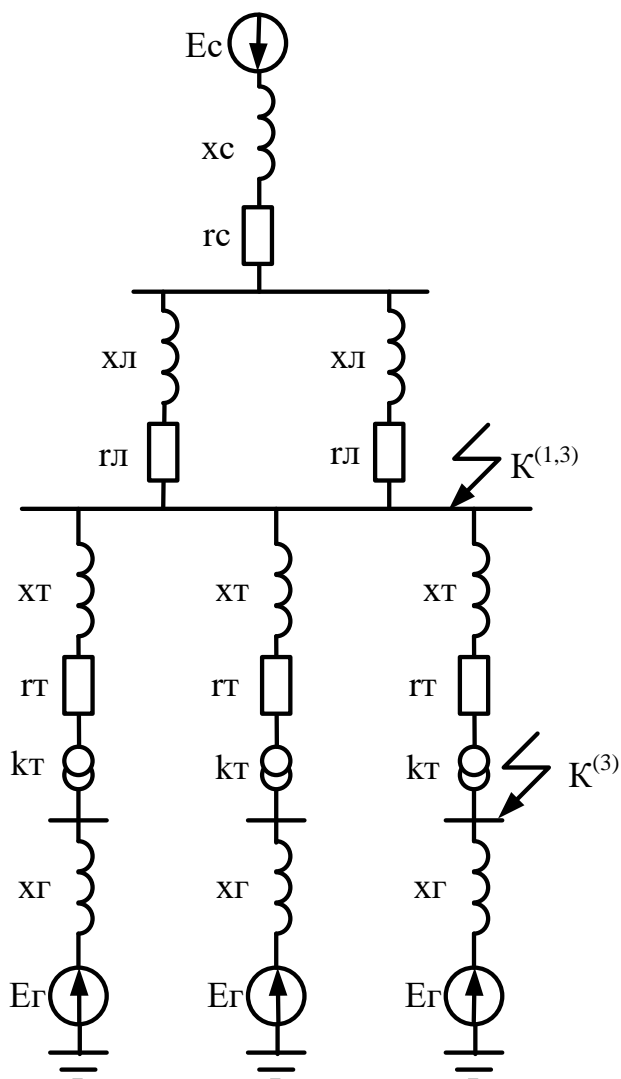


Рисунок Г.1 – Схема замещения электрической сети

	<input type="checkbox"/>	S	s0	T...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input checked="" type="checkbox"/>			зак	1	Блок1		11				
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Блок2		11				
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Блок3		11				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	КРУЭ		115				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Система		115				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Г1		11				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г2		11				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Г3		11				

Рисунок Г.2 – Узлы внесенные в программный комплекс RastrWin для расчетов токов короткого замыкания



Продолжение приложения Г

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	...	Название	R	X	G	B	Кт/i	Кт/r
1	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	1		КРУЭ - Блок1	2,30	57,61				0,095
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	2		КРУЭ - Блок2	2,30	57,61				0,095
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	3		КРУЭ - Блок3	2,30	57,61				0,095
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	4	5		КРУЭ - Система	4,30	5,60				
5	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	6		Блок1 - Г1						
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	7		Блок2 - Г2						
7	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	8		Блок3 - Г3						

Рисунок Г.3 – Ветви внесенные в программный комплекс RastrWin для расчетов токов короткого замыкания

	S	s0	N agr	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	y
1			1	Г1	6	0,047	2,300	0,047	2,30	0,047	2,30	11,865	
2			2	Г2	7	0,047	2,300	0,047	2,30	0,047	2,30	11,865	
3			3	Г3	8	0,047	2,300	0,047	2,30	0,047	2,30	11,865	
4			7	Система	5	1,763	88,167	1,763	88,17	1,763	88,17	115,000	

Рисунок Г.4 – Параметры генераторов и системы внесенные в программный комплекс RastrWin для расчетов токов короткого замыкания

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1		1	1	1ф	4					0,6992	-87,45			0,6...	-87,45			0,6...	-87,45		

Рисунок Г.5 – Состав для однофазного КЗ на шине

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1		1	1	3ф	4					1,3984	-87,45										

Рисунок Г.6 - Состав для трехфазного КЗ на шине

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1		1	1	3ф	6					9,1782	-87,92										

Рисунок Г.7 – Состав для трехфазного КЗ на выводах генератора

Продолжение приложения Г

Таблица Г.1 - Паспортные данные ячейки ЯГК-110

Наименование параметра		Значение параметра
1 Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее напряжение, кВ		110/126
2 Номинальный ток, А	сборные шины	3150
	отводы	2500
3 Номинальная частота тока, Гц		50
4 Нижний предел избыточного давления элегаза при температуре 20 °С, МПа	для выключателя	0,55
	для трансформаторов напряжения	0,40
	для других модулей	0,25
5 Тип выключателя		ВГ-110
6 Номинальный ток отключения, кА		40
7 Число разрывов на полюс		1
8 Полное время отключения, с, не более		0,055
9 Собственное время отключения, с		0,030
10 Собственное время включения, с, не более		0,1
11 Номинальный первичный ток, А		600-1200-2000
12 Номинальный вторичный ток, А		1/5
13 Количество вторичных обмоток		8
14 Габаритные размеры ячейки, мм	ширина	1050
	глубина	4000
	высота	3800

Окончание приложения Г

Таблица Г.2 - Паспортные данные выключателя ВРС – 10,5

Наименование параметра	Значение параметра
1 Номинальное напряжение, кВ	10
2 Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
3 Номинальный ток, А	630; 1 000; 1 250; 1 600; 2 000; 2 500; 3 150
4 Номинальный ток отключения, кА	20; 31,5; 40
5 Ток термической стойкости, кА (3 с)	20; 31,5; 40
6 Ток электродинамической стойкости, кА	52; 80; 102
7 Полное время отключения, мс, не более	65
8 Собственное время включения, мс, не более	90; 120
9 Собственное время отключения, мс, не более	35–50
10 Механический ресурс, циклов ВО	30 000; 100 000
11 Коммутационный ресурс при номинальных токах, циклов ВО	30 000; 50 000
12 Коммутационный ресурс при номинальных токах отключения, циклов ВО	40; 50; 100
13 Масса, кг	112–225

Таблица Г.3 - Паспортные данные разъединителя/заземлителя РКВ – 10,5/2000УЗ

Наименование параметра	Значение параметра
1 Номинальное напряжение, кВ	10
2 Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
3 Номинальный ток, А	2000
4 Частота, Гц	50-60

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

### Релейная защита

Таблица Д.1 – Матрица отключений

Действие защиты		Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТГГ	Откл. В-110 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+				
ЗЗГ	$U_{0G}$	$t_1$						+	
		$t_2$					+		
		$t_3$	+	+	+				
	$U_{03}$	$t$	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень $t_1$	+	+					
		2 ступень $t_2$	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита от симм. к.з. и перегрузок	$I_1$	СО						+	
		ИО		+	+				
		О Т С	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступ.	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+	+			
		2 ступ.	$t_1$				+		
			$t_2$	+	+				
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО						+	
		ИО		+	+				
		отсечка		+	+				

Окончание приложения Д

Таблица Д.2 – Уставки срабатывания защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,2 \cdot I_H$	0,96 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,2	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$1 \cdot I_H$	4,81 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,22 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_2$	$U_{02G}$	-	10 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	$t$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,5	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{CP1}$	$1,2U_H$	120 В
		2 ступень	$U_{CP2}$	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,82 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,33 \cdot I_H$	1,59 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,15 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,29 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	7,36 А
			$U_{CP}$	$0,66 \cdot U_{НОМ}$	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,071	0,847 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,36	2,28 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_P СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,76 А
		ПО	$I_P ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4,9 А
		Отсечка	$I_P ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.P}$	10 А

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

САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ  
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических  
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 М.В. Кочетков

подпись

« 12 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника  
код - наименования направления

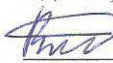
ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХЕВОСКОСКИ ГЭС НА РЕКЕ ПАЗ. СИСТЕМА  
ГРАМ ГЭС – ТРЕБОВАНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛНЕНИЯ.

тема

Руководитель

 12.06.19  
подпись, дата

Выпускник

 12.06.19  
подпись, дата

Зам. начальника СТСУ  
Филиала ПАО «Рус Гидро»  
«Саяно-Шушенская ГЭС  
имени П.С.Непоросенко»

должность

А. Н. Сивцов  
инициалы, фамилия

Д. Д. Высоких  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хевоскоски ГЭС на реке Паз. Система ГРАМ ГЭС – требования и особенности исполнения».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчеты

Замб 28.05.19 Е.Ю. Замеева  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

Шенц 05.05.19 Д.В. Масленников  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тур 06.06.19 Л.В. Шолстихина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Ш - 28.05.19 А.В. Шлюков  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

Жура 10.06.19 Т.А. Лабина  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

ШВ 10.06.19 И.И. Шаймариев  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Охрана окружающей  
среды

Буф 13.06.19 В.А. Курганов  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

Технико-экономическое  
обоснование

Врб 10.06.19 В.В. Лапасова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия

КОНСУЛЬТАНТ

Иванов И.В. Корейков

Нормоконтролер

Али 13.06.19 А.А. Забанова  
подпись, дата                      инициалы, фамилия