

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

подпись

«15» марта 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

Проектирование Усинской ГЭС на реке Уса. Гидромеханические защиты ГА. Принцип действия, нормы и требования

Руководитель


подпись, дата

Доцент кафедры ГГЭС

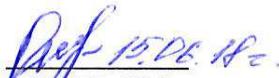
СШФ СФУ

должность

В. И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

О. Н. Кобыш

инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Усинской ГЭС на реке Уса. Гидромеханические защиты ГА. Принцип действия, нормы и требования».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты	<u>Зсид 13.06.18</u> подпись, дата	<u>Е.Ю. Зятева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>В.В. Математова</u> подпись, дата	<u>В.В. Математова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>17.06.18</u> подпись, дата	<u>И.А. Попонди'зико</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>18.06.18</u> подпись, дата	<u>В.В. Математова</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Унд 09.06.18</u> подпись, дата	<u>Н.П. Ульянова</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>17.06.18</u> подпись, дата	<u>И.А. Попонди'зико</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>13.06.18</u> подпись, дата	<u>В.В. Математова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>18.06.18</u> подпись, дата	<u>А.А. Тобинко</u> инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Сокращенный паспорт Усинской ГЭС	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Географические сведения	9
1.1.2 Климатические условия	9
1.1.3 Гидрологические особенности	9
2 Водно-энергетический расчёт.....	13
2.1 Гидрологические расчёты	13
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока	13
2.2.1 Выбор расчётного маловодного года ($P=90\%$) и средневодного года ($P=50\%$).....	16
2.3 Обработка данных по энергосистеме.....	18
2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки.....	18
2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	20
2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы	21
2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году	23
2.6 Определение рабочей мощности.....	25
2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	26
2.8 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	28
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования	30
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	30
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	35
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы.....	35
3.3.1 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при N_{max}	36
3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при N_p	36
3.3.3 Работа одного агрегата с соответствующей мощностью при N_{min}	36
3.4 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛ50 – В – 750	37
3.5 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки и колонки управления.....	37
3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора	38
3.7 Определение установленной мощности ГЭС	38

4	Электрическая часть	40
4.1	Выбор номинального напряжения линий.....	40
4.2	Выбор количества линий РУ ВН и сечений проводов.....	40
4.3	Выбор структурной схемы электрических соединений.....	41
4.3.1	Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками	42
4.3.2	Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками	44
4.4	Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета.....	45
4.5	Выбор главной схемы ГЭС	46
4.6	Расчёт токов КЗ	47
4.7	Выбор электрических аппаратов	51
4.7.1	Выбор коммутационных аппаратов генератора	51
4.7.2	Выбор аппаратных комплексов генераторного напряжения	53
4.8	Компоновка схемы собственных нужд.....	54
5	Релейная защита и автоматика	55
5.1	Перечень защит основного оборудования	55
5.2	Описание защит и расчёт их уставок.....	56
5.2.1	Продольно дифференциальная защита генератора.....	56
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	58
5.2.3	Защита от повышения напряжения	61
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	61
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок.....	65
5.2.6	Дистанционная защита генератора	67
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений.....	73
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта	70
6.1.1	Определение отметки гребня плотины.....	70
6.2	Гидравлические расчёты	73
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	73
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	74
6.2.3	Построение профиля водосливной плотины.....	76
6.2.4	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	77
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	78
6.2.6	Расчет водобойного колодца	80
6.2.7	Водобой.....	82
6.2.8	Рисберма	82
6.3	Конструирование плотины	84
6.3.1	Определение ширины подошвы	84
6.3.2	Разрезка плотины на секции	84
6.3.3	Разрезка плотины на столбы.....	85
6.3.4	Быки.....	85

6.3.5	Галереи в теле плотины.....	85
6.4	Конструирование отдельных элементов подземного контура.....	85
6.4.1	Противофильтрационная завеса.....	86
6.4.2	Дренажные устройства в основании.....	86
6.5	Расчёт фильтрации под плотиной на скальном основании.....	86
6.6	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	87
6.8	Критерии прочности.....	93
6.9	Обоснование устойчивости.....	94
6.10	Проектирование грунтовой плотины.....	94
6.11	Расчет устойчивости низового откоса.....	95
6.12	Расчет пропуска основного максимального расхода через донные отверстия.....	98
7	Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы.....	100
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	100
7.2	Пожарная безопасность.....	100
7.3	Охрана труда и техника безопасности.....	102
7.4	Мероприятия по охране природы.....	104
8	Технико-экономические показатели строительства ГЭС.....	108
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии.....	108
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	109
8.3	Налоговые расходы.....	111
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	112
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	113
8.5.1	Методология, исходные данные.....	113
8.5.2	Коммерческая эффективность.....	113
8.5.3	Бюджетная эффективность.....	114
8.6	Анализ чувствительности.....	114
9	Гидромеханические защиты гидроагрегата. Принцип действия, нормы и требования.....	118
9.1	Требования к гидромеханическим защитам гидроагрегата.....	118
9.2	Состав оборудования и основные функции.....	119
9.3	Контроль нормального состояния оборудования.....	120
9.4	Условия работы гидромеханических защит.....	121
9.5	Общие требования.....	125
	Заключение.....	127
	Список использованных источников.....	129
	Приложения А-Л.....	131

ВВЕДЕНИЕ

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции, подходя к решению поставленных задач с применением полученных знаний, находя правильные проектные решения.

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Они способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ УСИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Уса
2. Местонахождение ГЭС Республика Коми
3. Тип проектируемой установки ГЭС
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 630 м³/с
 - б) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 6050 м³/с
 - в) минимальный 190 м³/с
 - г) максимальный расход 5389 м³/с
 - д) расход одного гидроагрегата – 425,1 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока _____ годовой
 - б) отметки: НПУ 165,0 м УМО 156,0 м
 - в) объемы: полный 34,9 км³ полезный 14,3 км³
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 43,0 м
 - б) расчетный 31,0 м
 - в) минимальный 27,0 м
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 890 МВт
 - гарантированная 760 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1,7 млрд. кВт·ч
 - в) число часов использования установленной мощности 6800 ч
8. Плотины:
 - а) приплотинная материал бетон
 - б) правобережная материал бетон
 - в) левобережная грунтовая материал камено-набросная
 - г) общая длина 788,0 м
9. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив
 - б) число и размер пролетов 7 отверстий 8 м×8 м
 - в) общая длина 56,0 м

10. Здание ГЭС:

- а) тип здания приплотинное число агрегатов 6
- б) грунты в основании доломит и гравий
- в) тип спиральной камеры бетонная с неполным углом охвата
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ50 – В – 750 их диаметр 7,5 м
- б) тип генератора СВ-1260/185-60 УХЛ4 их мощность 150 МВт
- в) частота вращения 100 об/мин
- г) тип трансформаторов ТДЦ-400000/220-У1, УХЛ1 их число 3

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 19524,0 млн.руб/кВт
- б) себестоимость энергии _____ 0,24 коп/кВт·ч
- в) показатели эффективности
- NPV _____ 4486,00 млрд. руб.
- PI1,33

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Природные условия

1.1.1 Географические сведения

Створ проектируемой Усинской ГЭС расположен на р. Уса в Республике Коми. Длина 565 км, площадь бассейна 93600 км². Уса образуется слиянием Большой Усы и Малой Усы, начинающихся на склонах Полярного Урала. Берега в верховьях высокие, скалистые. В среднем и нижнем течении, берега в основном, низменные и сильно заболоченные.

1.1.2 Климатические условия

Климат в районе проектируемой Усинской ГЭС - умеренно-континентальный. Холодный период года продолжается 170-180 дней. В наиболее холодном месяце года (в январе) средняя месячная температура воздуха составляет около -21°, -22°. В отдельные дни при вторжениях арктического воздуха, температура может понизиться до - 45°. Лето умеренно теплое. В летнее время средняя температура воздуха составляет в + 21°, 25°.

1.1.3 Гидрологические особенности

Река Уса в Республике Коми, правый приток реки Печора, крупнейший приток этой реки. Замерзает в октябре — первой половине ноября, вскрывается в мае — июне. Питание снеговое и дождевое. Крупнейшие притоки — Елец, Лемва, Большой Кочмес, Большая Роговая, Косью (левые); Воркута, Сейда, Колва (правые). Уса образуется слиянием Большой Усы и Малой Усы, начинающихся на склонах.

Основные расходы воды в проектируемом створе:

- Среднемноголетний - 1013 м³/с;
- расчётный расход паводка обеспеченностью 0,01% - 6050 м³/с и 0,1% - 5389 м³/с;
- отметка НПУ 165,0 м.

Кривая зависимости объёмов Усинского водохранилища от уровня верхнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 - Координаты кривой объёмов Усинского водохранилища

Z, м	V, км ³
121,0	0,00
133,0	1,51
140,1	2,81
145,2	4,16

Продолжение таблицы 1.1

Z, м	V, км ³
149,2	5,62
152,5	7,41
155,3	9,72
157,8	12,22
159,9	14,82
161,9	17,84
163,6	21,06
165,1	26,00
166,7	31,20
168,1	34,84
169,4	38,90

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС приведена в таблице 1.2 и на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС

Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с
46	121
345	123,05
644	124,25
942	125,1
1241	125,75
1539	126,29
1838	126,75
2136	127,14
2435	127,49

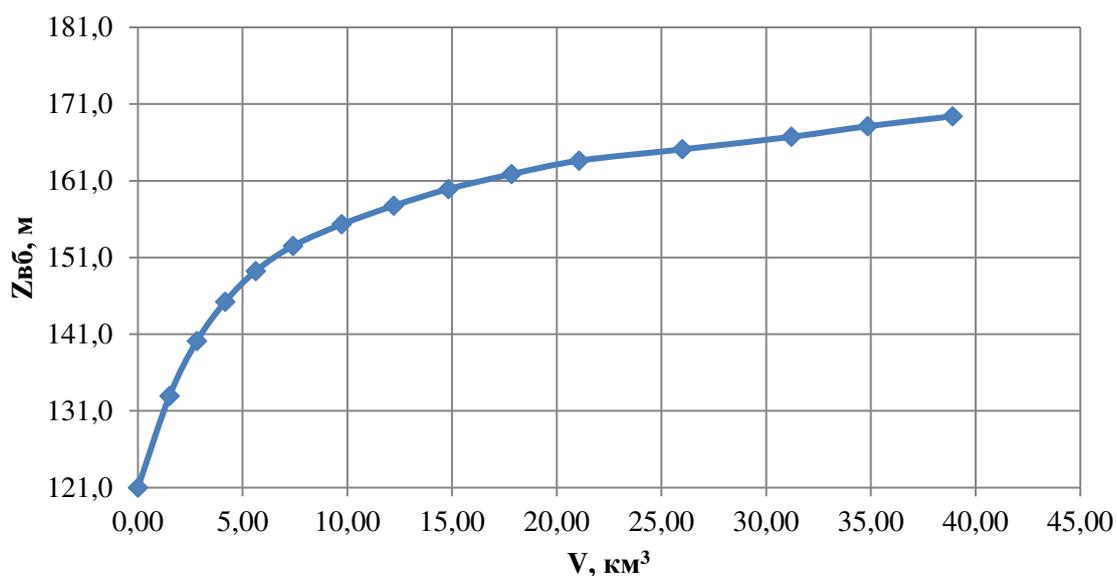


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости объёмов водохранилища от уровня верхнего бьефа

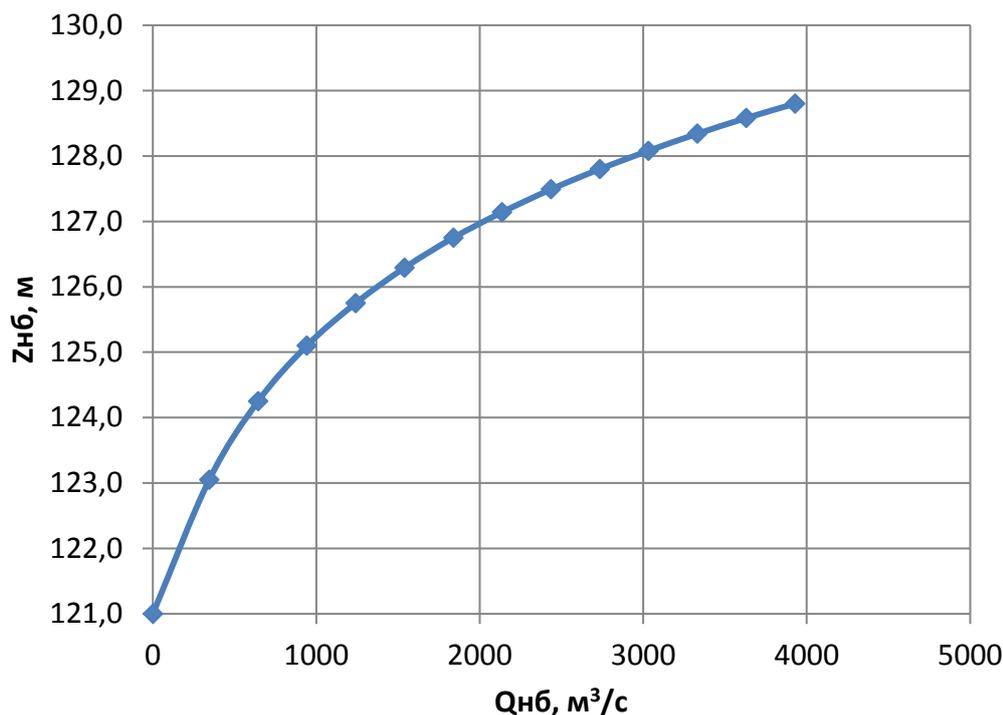


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,8. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	190	190	190	190	300	300	300	300	190	190	190	190
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	13	13	13	13	13	13	0	0
Льдообразование	-10	-4	0	13	32	20	0	0	0	-5	-15	-31

Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды (м³/с) реки Уса в створе Усинской ГЭС с 1935 по 2011 гг. представлен в приложении А.

Особенности энергосистемы:

- энергосистема: Северо-Запад;
- годовой максимум нагрузки 34000 МВт;
- число часов использования установленной мощности 6800 ч;
- установленная мощность существующих ГЭС 6120 МВт;
- гарантированная мощность существующих ГЭС - 2507 МВт (по зиме), 1615 МВт (по лету).
- резервы энергосистемы: нагрузочный – 1,5 %; аварийный – 7 %.

Суточные графики нагрузки ОЭС Северо-Запада за лето и зиму представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Суточные графики нагрузки ОЭС Северо-Запада за лето и зиму

Лето		Зима	
ВремяМск.	Мощность генерации, МВт	ВремяМск.	Мощность генерации, МВт
0:00	9670	0:00	14390
1:00	9298	1:00	14170
2:00	9122	2:00	14097
3:00	9074	3:00	14053
4:00	9089	4:00	14077
5:00	9003	5:00	14176
6:00	9035	6:00	14065
7:00	9078	7:00	14224
8:00	9352	8:00	14763
9:00	10120	9:00	15349
10:00	10219	10:00	15554
11:00	10268	11:00	15473
12:00	10262	12:00	15620
13:00	10297	13:00	15663
14:00	10378	14:00	15715
15:00	10486	15:00	15491
16:00	10448	16:00	15506
17:00	10442	17:00	15436
18:00	10418	18:00	15384
19:00	9989	19:00	15425
20:00	10222	20:00	15378
21:00	10238	21:00	15273
22:00	10077	22:00	15272
23:00	9895	23:00	14575

2 Водно-энергетический расчёт

2.1 Гидрологические расчёты

Рассчитаем коэффициент зарегулированности стока.

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}}{\bar{W}}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}$ – полезный объём водохранилища;
 \bar{W} – среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, зададим приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе принимаем, что УМО соответствует снижению УВБ на 35%, т.е.

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 165,0 - 156,0 = 9,0 \text{ м}; \quad (2.2)$$

$$\Delta H = 35\%H = 0,35 \cdot 9,0 = 3,15 \text{ м}; \quad (2.3)$$

$$\nabla_{\text{УМО}} = \nabla_{\text{УВБ}} - \Delta H = 165,0 - 3,15 = 161,85 \text{ м}, \quad (2.4)$$

тогда полезный объём

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 24,6 - 10,3 = 14,3 \text{ км}^3, \quad (2.5)$$

где $V_{\text{НПУ}}$ – объём водохранилища при НПУ;
 $V_{\text{УМО}}$ – объём водохранилища при УМО. Определены по кривой связи объёма водохранилища и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

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

В соответствии с методикой выбора расчётных гидрографов разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу, тогда остальные месяцы составят маловодный период.

Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся месяцы V, VI, VII, VIII, к периоду межени относятся IX–IV месяцы).

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую

последовательность в порядке убывания и по формуле (2.6) вычисляем обеспеченности. Кривые обеспеченности определяются по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

где m - порядковый номер члена ряда расходов

n - общее число членов ряда, в нашем случае $n = 77$.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Годы	Q _{СР.Г} , м ³ /с	Годы	Q _{СР. П} , м ³ /с	Годы	Q _{СР. М} , м ³ /с
1	1,3	1976	1372	1976	3165	1954	536
2	2,6	1972	1357	1970	3083	1939	519
3	3,8	1970	1355	1972	3051	1972	510
4	5,1	1954	1344	1940	3030	1975	495
5	6,4	1940	1331	2002	3009	1970	491
6	7,7	1955	1301	1955	2968	1952	491
7	9,0	2002	1270	1954	2961	1940	481
8	10,3	1962	1259	1968	2957	1976	475
9	11,5	1968	1255	1944	2943	1995	475
10	12,8	1986	1248	1962	2919	1955	467
11	14,1	1952	1241	1986	2899	2008	464
12	15,4	1944	1223	1991	2879	2003	462
13	16,7	1966	1221	1985	2864	1997	457
14	17,9	1999	1217	1977	2773	1950	452
15	19,2	1975	1215	1999	2766	1937	451
16	20,5	1985	1209	1966	2761	1966	451
17	21,8	1991	1207	1952	2743	1999	442
18	23,1	1939	1207	1936	2737	2001	440
19	24,4	1977	1207	1989	2686	1962	430
20	25,6	1997	1181	1949	2656	1977	424
21	26,9	1936	1174	1975	2655	1986	422
22	28,2	1937	1168	1948	2631	1988	419
23	29,5	1995	1156	1997	2629	2000	417
24	30,8	1988	1153	2010	2624	1967	415
25	32,1	2000	1145	1988	2623	1938	406
26	33,3	2008	1142	1945	2615	1968	404
27	34,6	1989	1136	2000	2602	2002	400
28	35,9	2003	1130	1937	2600	1936	393
29	37,2	2010	1118	1939	2585	1996	383
30	38,5	1948	1109	1995	2519	1985	382
31	39,7	1945	1102	2008	2497	1991	371
32	41,0	1949	1101	1980	2491	1942	368

Продолжение таблицы 2.1

m	P, %	ГОДЫ	Q _{ср.год.} , м ³ /с	ГОДЫ	Q _{ср.пол.} , м ³ /с	ГОДЫ	Q _{ср.меж.} , м ³ /с
33	42,3	1950	1093	1963	2484	1979	365
34	43,6	2001	1087	2003	2466	2010	365
35	44,9	1938	1082	1938	2435	1944	362
36	46,2	1967	1077	1996	2406	1989	362
37	47,4	1996	1058	1967	2403	1983	358
38	48,7	1963	1050	1979	2382	2006	356
39	50,0	1979	1038	2001	2381	1992	354
40	51,3	1980	1010	1950	2375	1948	348
41	52,6	1960	1003	1960	2316	1960	347
42	53,8	1942	993	1951	2280	1945	345
43	55,1	1983	989	1983	2251	1943	344
44	56,4	1951	986	1942	2243	1990	344
45	57,7	1992	955	2007	2213	1984	340
46	59,0	2007	954	1956	2202	1951	338
47	60,3	1984	940	2009	2185	1982	334
48	61,5	1956	927	1992	2156	1963	333
49	62,8	1990	923	1984	2138	2007	325
50	64,1	2009	921	1990	2080	1949	323
51	65,4	1982	913	1982	2070	1978	319
52	66,7	2006	904	1987	2054	1959	316
53	67,9	1987	881	1998	2042	2011	306
54	69,2	1943	879	1961	2008	1961	303
55	70,5	1961	871	1953	2007	2005	298
56	71,8	1998	870	2006	2001	1941	297
57	73,1	2005	856	2005	1973	1987	294
58	74,4	1953	854	1993	1961	1974	293
59	75,6	2011	851	1943	1947	1956	289
60	76,9	1941	846	1941	1943	2009	289
61	78,2	1993	840	2011	1941	1998	284
62	79,5	1994	806	1994	1910	1971	284
63	80,8	1959	805	2004	1884	1964	282
64	82,1	1974	791	1969	1817	1993	280
65	83,3	2004	791	1935	1789	1953	278
66	84,6	1969	784	1974	1786	1935	270
67	85,9	1935	777	1959	1783	1980	270
68	87,2	1978	773	1981	1764	1969	268
69	88,5	1981	744	1978	1683	1994	253
70	89,7	1971	689	1946	1595	2004	244
71	91,0	1957	679	1957	1570	1973	241
72	92,3	1946	667	1958	1525	1981	234
73	93,6	1964	666	1947	1517	1957	233
74	94,9	1947	658	1971	1501	1947	229
75	96,2	1958	644	1964	1434	1965	220
76	97,4	1973	625	1973	1392	1958	203
77	98,7	1965	610	1965	1390	1946	203

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

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и

средневодного года принимаем равными 90% и 50% соответственно.

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

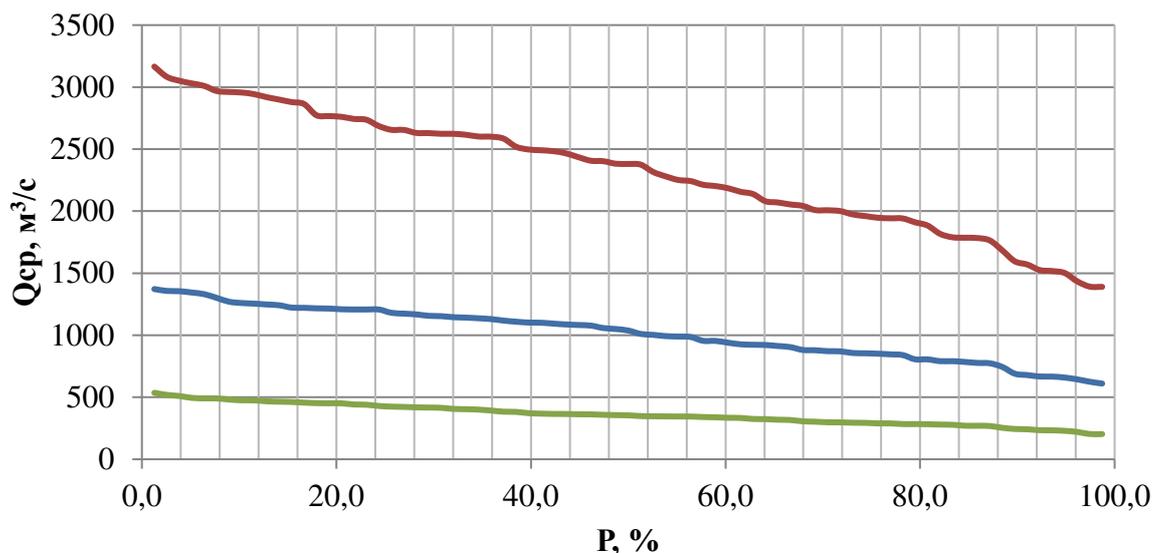


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.2.1 Выбор расчётного маловодного года (P=90%) и средневодного года (P=50%)

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год.

За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1971 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{1946}}{Q_{1971}} = \frac{1501}{1595} = 1,06, \quad (2.7)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{2004}}{Q_{1971}} = \frac{244}{284} = 1,06. \quad (2.8)$$

За средневодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 50%, т.е. в данном случае принимаем 1979 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_{п} = \frac{Q_{2001}}{Q_{1979}} = \frac{2381}{2382} = 0,97,$$

$$K_{м} = \frac{Q_{1992}}{Q_{1979}} = \frac{354}{365} = 1,00.$$

Выбрав расчётные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на коэффициенты приведения, которые представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Скорректированные расходы внутри сезонов

Q	Месяц											
	Межень				Половодье					Межень		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	270	218	217	832	1859	2576	2428	2658	525	324	357	202
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	112	155	200	451	1343	1708	1398	1862	374	260	203	181

График маловодного и среднего по водности годов представлен на рисунке 2.2.

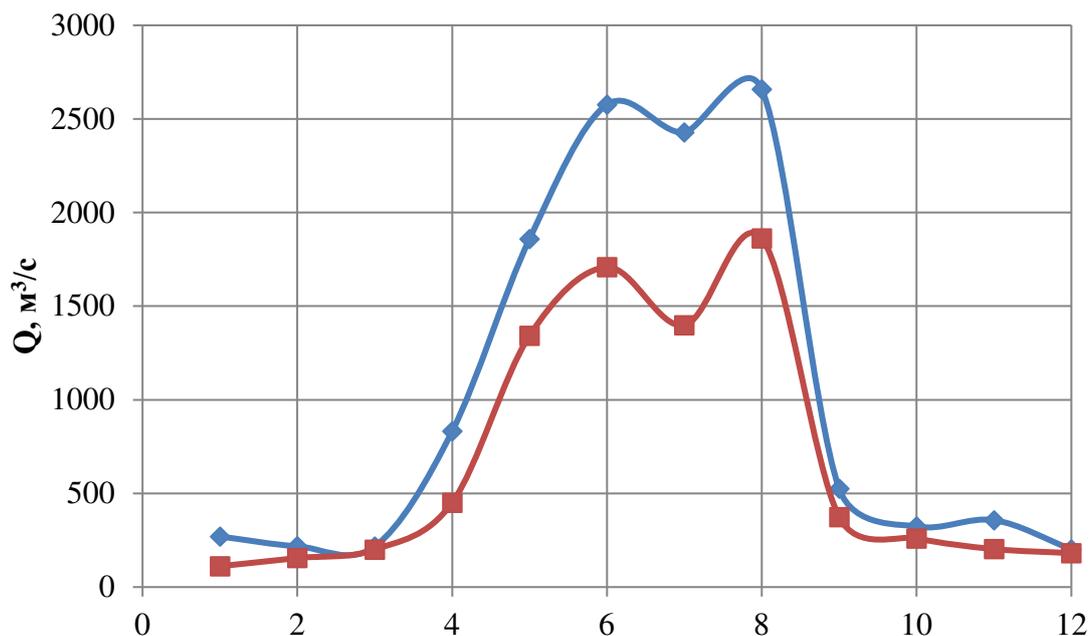


Рисунок 2.2 – График маловодного и среднего по водности годов

2.3 Обработка данных по энергосистеме

2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки

Рассмотрим суточные графики нагрузки для двух периодов РДУ Республики Коми: летнего и зимнего. Расчёты координат ИКН представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Суточный график нагрузки энергосистемы

Координаты кривой нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода											
Интегральная кривая нагрузки											
Зима						Лето					
P_t^3 , МВт	ΔP^3 , МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт.ч	P_s^3 , МВт	\mathcal{E}_s , МВт.ч	$P_t^л$, МВт	$\Delta P^л$, МВт	t, ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт.ч	$P_s^л$, МВт	\mathcal{E}_s , МВт.ч
15715	52	1	52	52	52	10486	38	1	38	38	38
15663	43	2	86	95	138	10448	6	2	12	44	50
15620	66	3	198	161	336	10442	24	3	72	68	122
15554	48	4	192	209	528	10418	40	4	160	108	282
15506	15	5	75	224	603	10378	81	5	405	189	687
15491	18	6	108	242	711	10297	29	6	174	218	861
15473	37	7	259	279	970	10268	6	7	42	224	903
15436	11	8	88	290	1058	10262	24	8	192	248	1095
15425	41	9	369	331	1427	10238	16	9	144	264	1239
15384	6	10	60	337	1487	10222	3	10	30	267	1269
15378	29	11	319	366	1806	10219	99	11	1089	366	2358
15349	76	12	912	442	2718	10120	43	12	516	409	2874
15273	1	13	13	443	2731	10077	88	13	1144	497	4018
15272	509	14	7126	952	9857	9989	94	14	1316	591	5334
14763	188	15	2820	1140	12677	9895	225	15	3375	816	8709
14575	185	16	2960	1325	15637	9670	318	16	5088	1134	13797
14390	166	17	2822	1491	18459	9352	54	17	918	1188	14715
14224	48	18	864	1539	19323	9298	176	18	3168	1364	17883
14176	6	19	114	1545	19437	9122	33	19	627	1397	18510
14170	73	20	1460	1618	20897	9089	11	20	220	1408	18730
14097	20	21	420	1638	21317	9078	4	21	84	1412	18814
14077	12	22	264	1650	21581	9074	39	22	858	1451	19672
14065	12	23	276	1662	21857	9035	32	23	736	1483	20408
14053	14053	24	337272	15715	359129	9003	9003	24	216072	10486	236480

- ΔP - приращение по мощности (МВт);
- P_s - сумма приращений по мощности (МВт);
- $\Delta \mathcal{E}$ - приращение по выработке (МВт·ч);
- \mathcal{E}_s - сумма приращений по выработке (МВт·ч).

Используя суточные мощности, мы можем построить интегральную кривую нагрузки для зимнего и летнего периода (рисунок 2.3, 2.4).

Рабочая мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: катет параллельный оси энергии – гарантированная мощность в пересчете на энергию, катет параллельный оси мощностей – вытесняющая рабочая мощность.

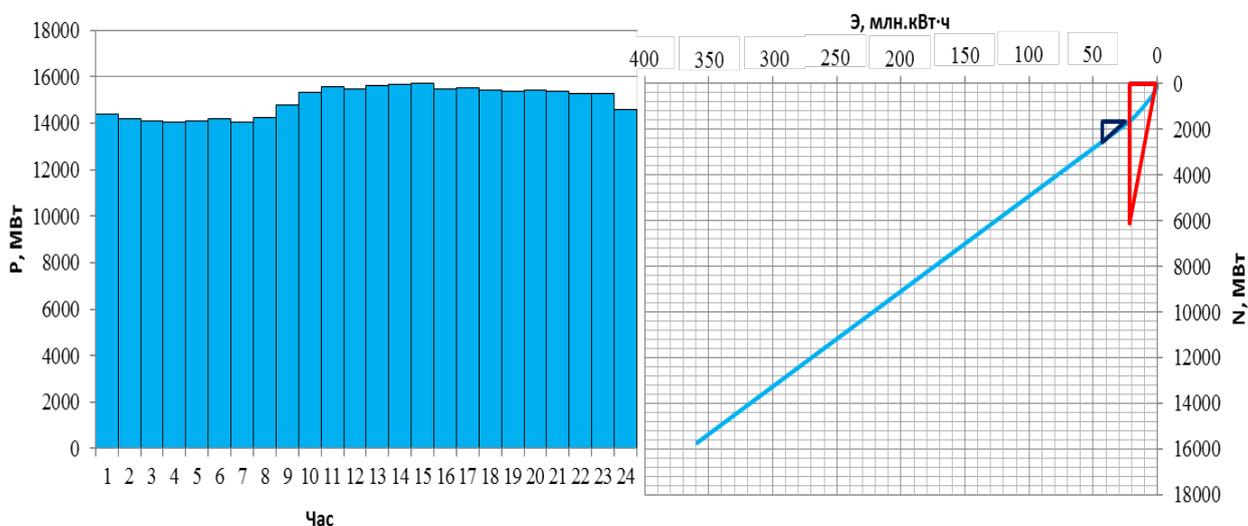


Рисунок 2.3 - Интегральная кривая нагрузки для зимних суток

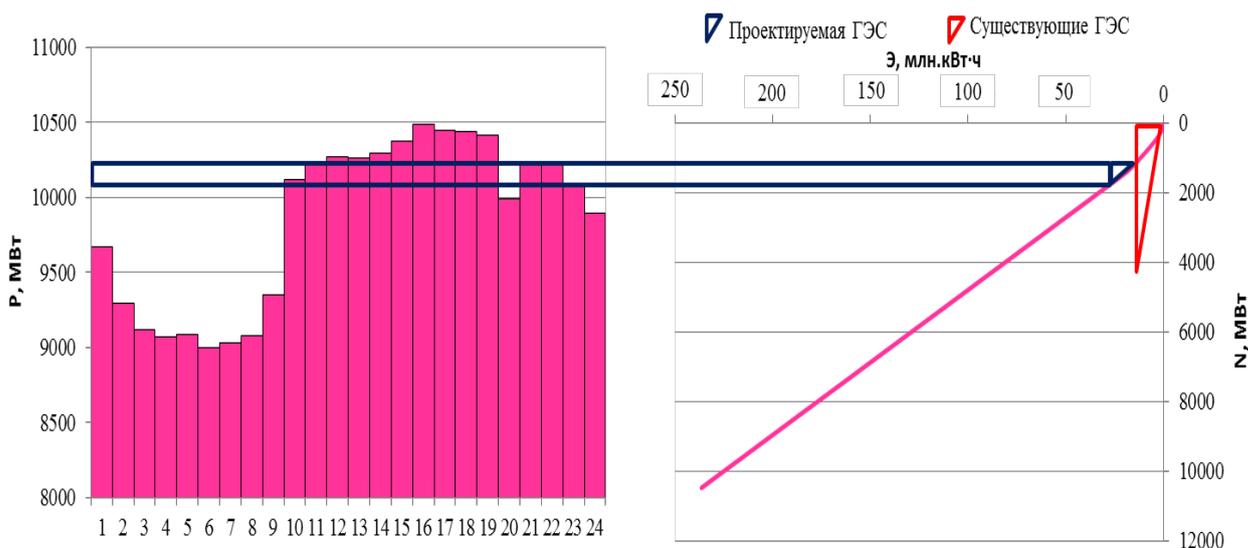


Рисунок 2.4 - Интегральная кривая нагрузки для летних суток

2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Рассчитываем среднюю и максимальную мощность за каждый месяц по следующим формулам:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\left(\left|30^\circ t - 15^\circ\right| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.9)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b – коэффициенты, которые определяются по формулам:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_1^{max}}{2}; \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_1^{max}}{2}, \quad (2.11)$$

После нахождения значений, были построены годовые графики нагрузки. Результаты расчёта максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.4 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.4 – Максимальная и среднемесячная нагрузка энергосистемы

Месяц	P^{max}	Рср, МВт
1	15626	14877
2	14950	14216
3	13779	13071
4	12426	11749
5	11254	10604
6	10576	9941
7	10574	9939
8	11248	10598
9	12418	11742
10	13771	13064
11	14944	14210
12	15624	14875

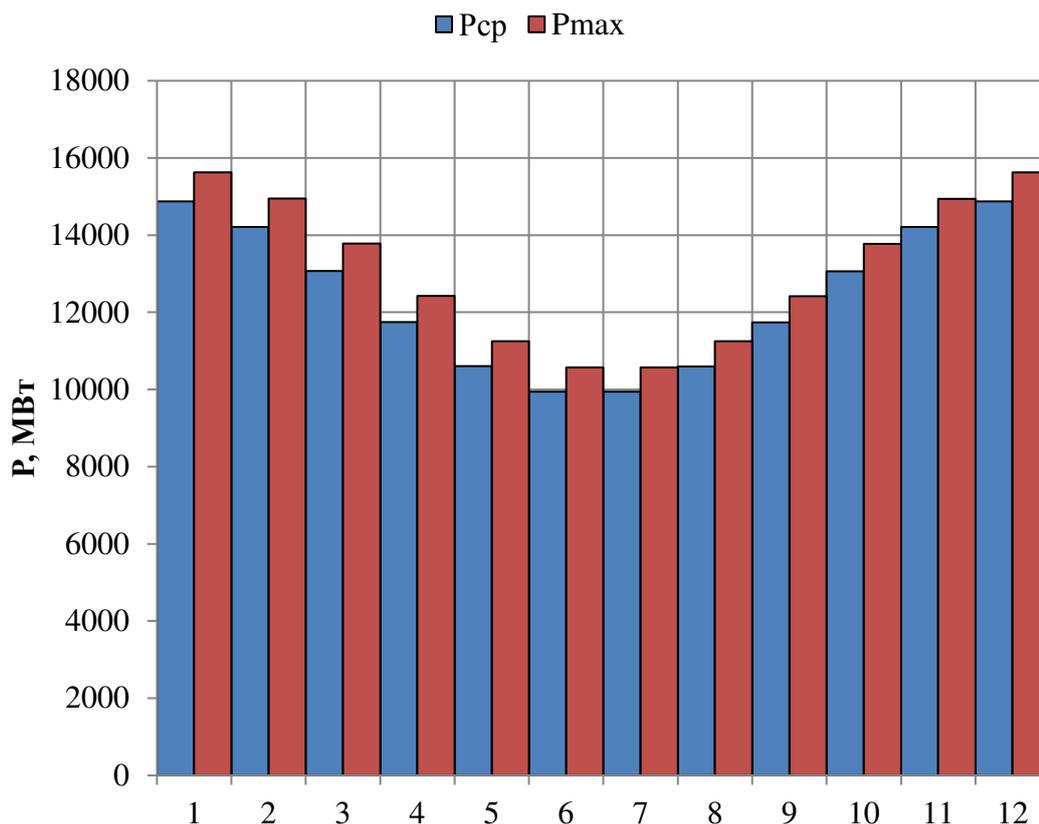


Рисунок 2.5 – Годовой график максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы

2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляются мощности на бытовом стоке для каждого месяца

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пол} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.12)$$

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

$Q_i^{пр90\%}$ - бытовой расход расчётного маловодного года;

$H_{ГЭС}^{подв}$ - подведенный напор ГЭС.

Подведенный напор определяется, как

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВВ} - Z_{НВ}(Q_{НВ}(t)) - \Delta h, \quad (2.13)$$

где $Z_{ВВ}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ;

$Z_{НВ}(Q_{НВ}(t))$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи;

$\Delta h = 0,8$ м – потери напора в водоподводящем тракте.
 Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.14)$$

$Q_{\text{ВХК}}$ - расход воды по требованиям участников ВХК.
 Результаты расчетов сведены в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт},90\%}$	112	155	217	451	1343	1708	1398	1862	374	260	203	181
$Q_{\text{п}}$	2	2	2	2	3	3	3	3	3	2	2	2
$Q_{\text{ф}}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{и}}$	0	0	0	0	13	13	13	13	13	13	0	0
$Q_{\text{л}}$	-10	-4	0	13	32	20	0	0	0	-5	-15	-31
$Q_{\text{ГЭС}}$	99	148	214	461	1358	1711	1381	1845	357	239	185	147
$Z_{\text{нб},90\%}$	121,7	122,0	122,3	124,0	126,5	127,1	126,1	126,8	123,0	122,5	122,2	122,0
H	43	42	42	40	38	37	38	37	41	42	42	42
$N_{90\%}$	37	55	79	163	450	558	463	608	129	88	68	55
$Q_{\text{ВХК}}$	190	190	190	190	300	300	300	300	190	190	190	190
$Z_{\text{ВХК}}$	122,2	122,2	122,2	122,5	123,2	123,2	122,8	122,8	122,2	122,2	122,2	122,2
H	42	42	42	42	41	41	41	41	42	42	42	42
$N_{\text{ВХК}}$	70	70	70	70	108	108	109	109	70	70	70	70

Сравнение режимов работы проектируемой ГЭС по бытовому стоку и работы ГЭС по ВХК представлено в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Сравнение двух режимов работы

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{90\%}$, МВт	37	55	79	163	450	558	463	608	129	88	68	55
$N_{\text{ВХК}}$, МВт	190	190	190	190	300	300	300	300	190	190	190	190
Разность	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33	-33

На рисунке 2.6 представлен баланс энергии с линией гарантированной мощности. На данном рисунке можно наглядно увидеть излишки бытовой мощности в половодный период, которые переносятся на зиму и вытесняют тепловые мощности системы.

Вытесняются не рабочие мощности а средние, эквивалентные выработке электроэнергии.

По результатам расчёта мы определили приблизительно какой мощностью мы располагаем в течении года.

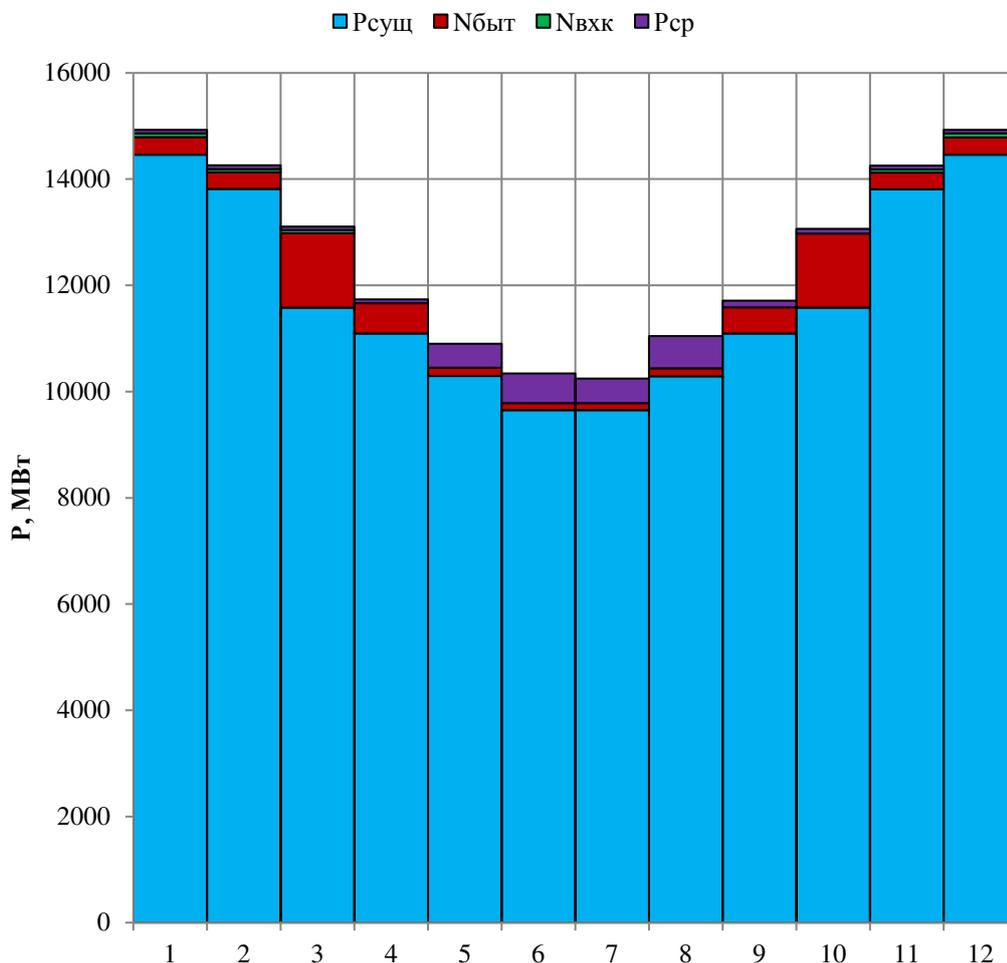


Рисунок 2.6 –Баланс энергии

2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

Начало сработки водохранилища задается условием, при котором транзитная мощность гидростанции меньше требуемой по водохозяйственному режиму или по режиму максимального вытеснения мощностей тепловых станций. Конец периода сработки соответствует окончанию меженного периода в расчётных маловодных условиях. Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla_{НПУ} = 165,0$ м.

Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода

регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

Определим режим проектируемой ГЭС в суточных (зимнем летнем) и годовых графиках максимальной нагрузки энергосистемы.

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24 \quad (2.15)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}^{\text{ГЭС}} = 798 \cdot 24 = 19152 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Результат водно-энергетического расчета в маловодном году приведен в таблице 2.7. График сработки - наполнения водохранилища в маловодном году приведен на рисунке 2.7.

Таблица 2.7 – Расчёт водно-энергетического регулирования в маловодном году

Месяц	Qпол быт	Qвхк	Qводохранища	QГЭС	Водохранилище			Zвб			Zнб	H
					ΔV	Vн	Vк	Zн	Zк	Zср		
11	203	190	140	343	0,4	25,0	24,6	165,0	164,9	164,9	123,0	41,2
12	181	190	2397	2578	6,2	24,6	18,4	164,9	162,3	163,6	127,6	35,2
1	112	190	2840	2952	7,4	18,4	11,1	162,3	156,7	159,5	128,0	30,7
2	155	190	284	439	0,7	11,1	10,3	156,7	156,0	156,3	123,4	32,1
3	217	190	-28	189	-0,1	10,3	10,4	156,0	156,1	156,0	122,2	33,0
4	451	190	-262	189	-0,7	10,4	11,1	156,1	156,7	156,4	122,2	33,4
5	1343	300	-1044	299	-2,7	11,1	13,8	156,7	159,0	157,8	122,8	34,3
6	1708	300	-1409	299	-3,7	13,8	17,4	159,0	161,6	160,3	122,8	36,7
7	1398	300	-1099	299	-2,8	17,4	20,3	161,6	163,3	162,5	122,8	38,9
8	1862	300	-1563	299	-4,1	20,3	24,3	163,3	164,8	164,0	122,8	40,5
9	374	190	-185	189	-0,5	24,3	24,8	164,8	164,9	164,9	122,2	41,9
10	260	190	-71	189	-0,2	24,8	25,0	164,9	165,0	164,9	122,2	41,9

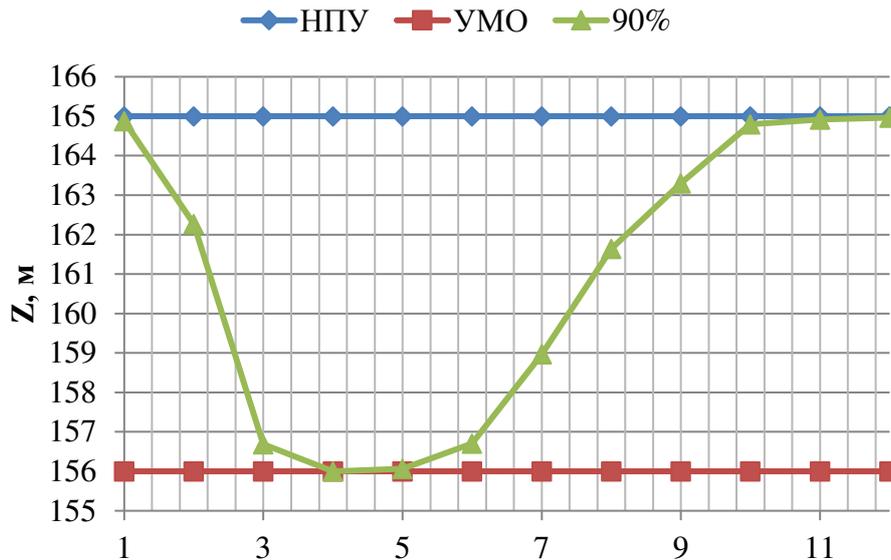


Рисунок 2.7 – График сработки-наполнения водохранилища маловодного года

2.6 Определение рабочей мощности

Для построения графика баланса мощностей нужно определить величины резервов существующих ГЭС и тепловых станций и как следствие их установленную мощность.

$$N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{1 + \text{резерв}}; \quad (2.17)$$

$$N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = 0,015 \cdot N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}} \quad (2.18)$$

где $N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}$ – установленная мощность существующих станций (из условия);

нагр. резерв = 0,015 – нагрузочный резерв в долях.

Рабочую мощность ТЭС определяем из условия полного покрытия графика нагрузки:

$$N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} = P^{\text{max}} - N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}} - N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}}, \quad (2.19)$$

где P^{max} – месячный максимум нагрузки;

$N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}}$ – рабочая мощность проектируемой станции.

Установленная мощность тепловых электростанций будет определяться суммой рабочей мощности и резервов:

$$N_{уст}^{ТЭС} = N_{раб}^{ТЭС} + N_{рез}^{нагр} + N_{рез}^{ав}, \quad (2.20)$$

$N_{рез}^{ав} = 0,07 \cdot N_{раб}^{ТЭС}$ – аварийный резерв тепловых станций.

2.7 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов оборудования

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота проведения – раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = 2 \cdot \frac{N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{6} \text{ мес}; \quad (2.21)$$

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = 353 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right).$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = 2 \cdot \frac{N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6}, \quad (2.22)$$

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = 297 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right),$$

$$F_{рем}^{ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес}. \quad (2.23)$$

Предусмотрены следующие нормы простоя оборудования: ТЭС с поперечными связями – 15 дней; блочные ТЭС – 30 дней.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{4} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{6} \right) \text{мес}, \quad (2.24)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = 11759 \left(\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \right).$$

Баланс мощности энергосистемы представлен в таблице 2.8 и на рисунке 2.8.

Таблица 2.8 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Система			Сущ. ГЭС			Проек. ГЭС		ТЭС	
$N_{\text{сист}}$	$N_{\text{ав.р.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{ав.р.}}$
15626	313	1250	379	27	0	797	80	14450	1012
14950	299	1196	356	25	0	124	12	14469	1013
13779	276	1102	334	23	0	55	5	13390	937
12426	249	994	311	22	0	56	6	12060	844
11254	225	900	288	20	0	90	9	10876	761
10576	212	846	265	19	0	97	10	10214	715
10574	211	846	265	19	0	102	10	10207	714
11248	225	900	288	20	0	107	11	10854	760
12418	248	993	311	22	0	69	7	12038	843
13771	275	1102	334	23	177	70	7	13367	936
14944	299	1196	356	25	176	124	12	14464	1012
15624	312	1250	379	27	0	798	80	14447	1011

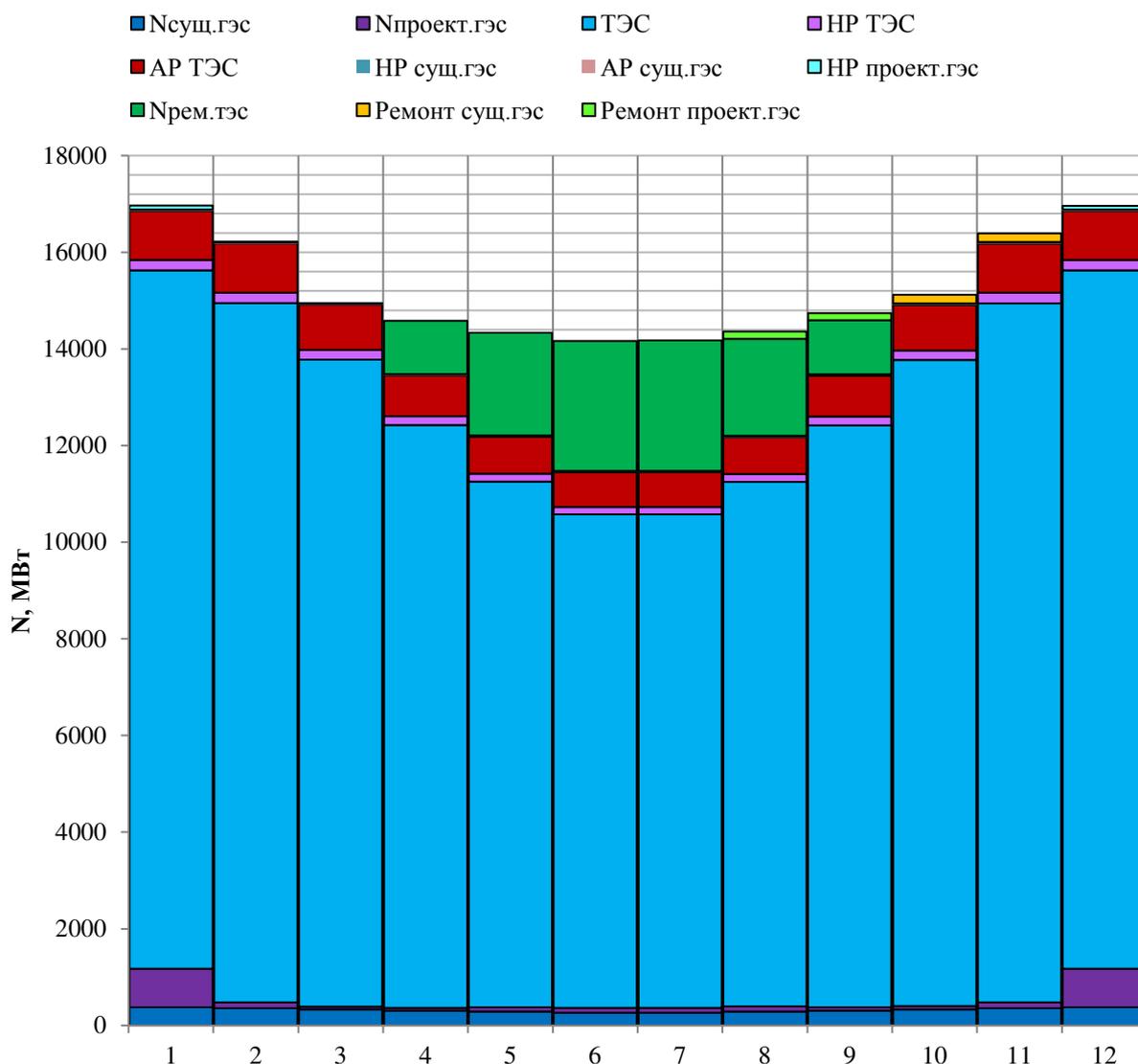


Рисунок 2.8 – Годовой график баланса мощностей

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

Водно-энергетические расчёты в среднем по водности условиям проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС.

Расчёты проводят аналогично расчётам, описанным при расчёте маловодного года.

При этом считается:

- бытовой полезный расход воды к створу гидроузла соответствует году с 50 % обеспеченностью;
- гарантированная мощность ГЭС и её распределение внутри года также соответствует году с 50 % обеспеченностью;
- превышать установленную мощность ГЭС, в месяца попадающие под регулировку, невозможно;
- прийти в УМО в тот же месяц, что и в месяц при расчёте маловодного года.

Результаты водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС в средневодном году приведены в таблице 2.9, график сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 2.9.

Из двух вариантов среднегодовой выработки принимаем наибольшую и объявляем ее среднегодовой.

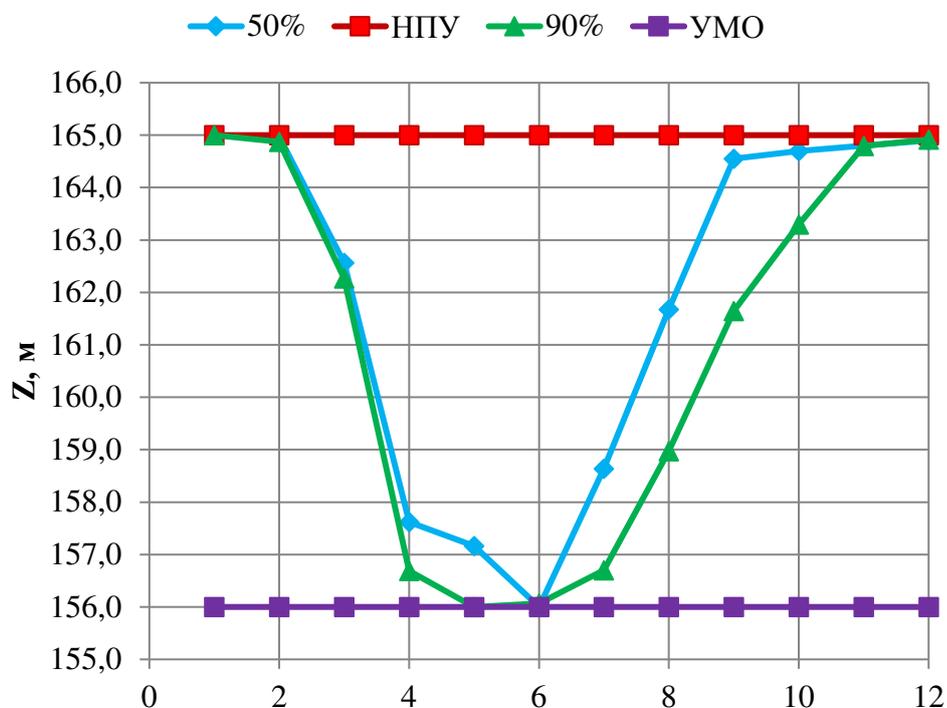


Рисунок 2.9 – График сработки – наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году.

3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. Эти характеристики строятся в осях $Z_{вб}$ и $Q_{гэс}$.

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями H ($Z_{нпу}$, $Q_{гэс}$) и H ($Z_{умо}$, $Q_{гэс}$). Слева наносится ограничение по минимальному расходу (в данном случае – это санитарный попуск, равный $Q_{сан.поп.} = 190 \text{ м}^3/\text{с}$), справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{гэс}(Q_{гэс}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $Z_{вб}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{сраб}$ от НПУ до УМО.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где $k_N = 8,8$ - ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

где $Q_{гэс}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре H_p (рисунок 3.1).

Расчет режимного поля представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по генератору		Линия ограничения по турбине	
$Q_{нб}$, $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{нб}(э)$, м	$H_{нпу}$, м	$H_{умо}$, м	$H_{звб}$, м	H , м	Q , $\text{м}^3/\text{с}$	H , м	Q , $\text{м}^3/\text{с}$
0	121,0	43,2	34,2	38,2	43,2	2341	30,9	3278

Продолжение таблицы 3.1

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по генератору		Линия ограничения по турбине	
$Q_{НБ}$, м ³ /с	$Z_{НБ}(z)$, м	$H_{НПУ}$, м	$H_{УМО}$, м	$H_{Z_{ВВ}}$, м	H , м	Q , м ³ /с	H , м	Q , м ³ /с
345	123,1	41,2	32,2	36,2	42,3	2394	29,9	3227
644	124,3	40,0	31,0	35,0	41,3	2449	29,0	3176
942	125,1	39,1	30,1	34,1	40,4	2506	28,0	3123
1241	125,8	38,5	29,5	33,5	39,4	2567	27,1	3070
1539	126,3	37,9	28,9	32,9	38,5	2630	26,1	3015
1838	126,8	37,5	28,5	32,5	37,5	2697	25,2	2960
2136	127,1	37,1	28,1	32,1	36,6	2767	24,2	2904
2435	127,5	36,7	27,7	31,7	35,6	2841	23,3	2846
2734	127,8	36,4	27,4	31,4	34,7	2919	22,3	2787
3032	128,1	36,1	27,1	31,1	33,7	3001	21,4	2727
3331	128,3	35,9	26,9	30,9	32,8	3088	20,4	2666
3629	128,6	35,6	26,6	30,6	31,8	3180	19,5	2603
3928	128,8	35,4	26,4	30,4	30,9	3278	18,5	2539

По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности рисунок 3.1.

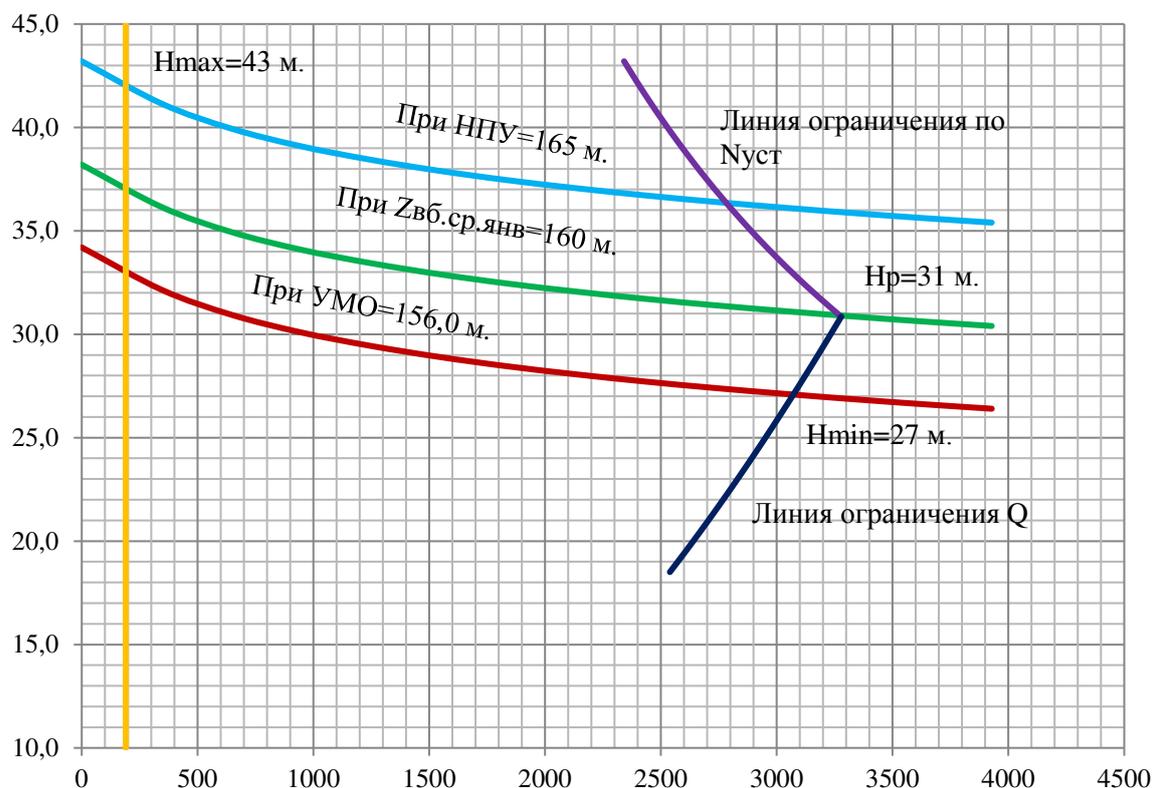


Рисунок 3.1 – Режимное поле Усинской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 31$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 27$ м;

- максимальный напор $H_{max} = 43$ м;
- максимальный расход $Q_{max} = 3300$ м³/с.

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

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение $\frac{H_{min}}{H_{пред.}}$ – не должно быть меньше справочных данных ($\frac{H_{min}}{H_{пред.}} = \frac{27}{45} = 0,6$ и $\frac{H_{min}}{H_{пред.}} = \frac{27}{50} = 0,54$);

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют турбины ПЛ50–В и РО45–В, параметры которых представлены в таблице 3.2.

Таблица 3. 2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ50 – В	РО45 – В
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	H_{max} , м	50	45
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{10} , мин ⁻¹	116	82
Оптимальный приведенный расход	Q'_{10} , л/с	1000	1200
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,916	0,921
Приведенный максимальный расход	Q'_{1max} , л/с	1500	1430
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{1max}	0,6	0,23
Диаметр модельной турбины	$D_{1м}$, м	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{м}$, м	12	4
Температура воды при испытании	$t_{м}$, °С	21	8

Выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин).

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\vartheta_H}{\vartheta_M}} \right], \quad (3.4)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

ϑ_H – коэффициент кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для

натурных и модельных условий $v_M = 0,99 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ для ПЛ40-В, $v_M = 1,4 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$ для РО45-В, $v_H = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

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

Мощность одного агрегата, кВт:

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1' \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.5)$$

где Q_1' – приведенный расход в расчетной точке;

η_G – средний КПД генератора, предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст} = 890 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z_a^* округляется в большую сторону (Z_a).

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Синхронная частота вращения, об/с:

$$n_c^* = \frac{n_p' \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где n_p' – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

Δp – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение n_c .

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n'_{imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}. \quad (3.11)$$

Результаты расчета, удовлетворяющие нашим условиям, представлены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ50-В и РО45-В

Параметры	ПЛ50-В					РО45-В		
	6,0	6,3	6,7	7,5	8,5	6,7	7,1	7,5
D1, м	6,0	6,3	6,7	7,5	8,5	6,7	7,1	7,5
ηТ	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94
N'арр, МВт	85,2	93,9	106,3	133,4	171,5	99,1	111,3	124,3
Z'a, шт	10,5	9,5	8,4	5,9	5,2	9,0	8,2	7,2
Za, шт	12	10	9	6	6	10	9	8
Nарр, МВт	74,2	89,0	98,9	148,3	148,3	89,0	98,9	111,3
Δр	1,055	1,056	1,056	1,058	1,059	1,07	1,075	1,075
n'c1, об/мин	110,6	105,3	99,1	95,6	78,2	70,6	66,7	63,1
nc1, об/мин	115,4	107,1	100,0	100,0	78,9	71,4	68,2	65,2
n1max, об/мин	129,7	126,4	124,7	140,4	125,4	88,8	89,9	90,8
n1min, об/мин	102,8	100,1	98,8	111,2	99,4	70,4	71,2	71,9
n1р, об/мин	121,1	117,9	116,3	131,0	117,0	82,9	83,9	84,7
Q' min при n min	989	897	793	632	492	786	700	627
Q' min при n max	784	711	628	501	390	623	554	497
Q'1 · ηТ	1,25	1,37	1,34	1,27	1,25	1,21	1,19	1,20
Q'1 · ηТ при n max	0,77	0,84	0,82	0,95	0,77	0,74	0,73	0,74

На главной универсальной характеристике проводим линии $n'_{I max}$, $n'_{I p}$, $n'_{I min}$ (приложение Б).

Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике, на линии $n'_{I p}$ подбираем такое сочетание η_T и Q'_I , чтобы выполнялось равенство

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a \cdot 10^3}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T}. \quad (3.12)$$

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии $n'_{I max}$ соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в формулу (3.12) вместо H_p максимальный напор.

Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата в расчётной точке.

Полученную координату расчётной точки и точек ограничения по генератору сведём в таблицу 3.3.

3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора $H_{max} = 43$ м и $H_{min} = 27$ м по формуле:

$$Q'_l = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}}. \quad (3.13)$$

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s, \quad (3.14)$$

где $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{НБ}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_s .

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

- работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_{max} ;
- работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения при H_{min} ;
- работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_p .

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \Delta H \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{Х.ПЛ}, \quad (3.15)$$

где B – барометрическое давление;

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

ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающие неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас;

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

$\Delta Z_{Х.ПЛ}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ – турбин $\Delta Z_{Х.ПЛ} = 0$.

3.3.1 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_{max}

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линии ограничения по генератору и приведённой частоты вращения n'_{imin} , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее пересчитываем координату универсальной характеристики в расход для натурной турбины по формуле:

$$Q_a = Q'_I \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}. \quad (3.16)$$

3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_p .

Координаты точки: $Q_a=360,4 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_{aэп}=31 \text{ м}$.

Пересчитаем эту точку в координаты n'_1 :

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{aэп}}} \quad (3.17)$$

На универсальной характеристике проводим линию 111,2 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma=0,265$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 123,1 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{123,1}{900} - 43 \cdot 0,265 - 1,5 = 1,38 \text{ м}.$$

3.3.3 Работа одного агрегата с соответствующей мощностью при H_{min}

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2. Для нее: $Q_a=408,8 \text{ м}^3/\text{с}$; $H_{aэп}=27,0 \text{ м}$.

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_{aэп}}} = \frac{100,0 \cdot 7,5}{\sqrt{1,058 \cdot 27}} = 140,4 \frac{\text{об}}{\text{мин.}} \quad (3.18)$$

На универсальной характеристике проводим линию 140,4 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma=0,47$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 123,3 \text{ м}$.

$$H_s = 10,33 - \frac{123,3}{900} - 27 \cdot 0,47 - 1,5 = -2,38 \text{ м.}$$

Остальные диаметры рассчитываем аналогичным методом.
Полученные результаты представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛ50-В	7,5	6	100	148,3	1,38	-2,38	-4,79
ПЛ50-В	6,0	12	115,4	74,2	1,17	-3,46	-5,88
ПЛ50-В	8,5	6	78,9	148,3	0,95	-3,46	-5,5
РО45-В	6,7	10	71,4	89,0	5,14	4,47	3,67
РО45-В	7,1	9	68,2	98,9	5,21	5,08	4,32

Из всех полученных расчетных значений H_s выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы. Выбираем турбину ПЛ50-В-750 с $H_s = -4,79$ м.

Отметка установки рабочего колеса:

$$V_{уст} = 123,4 - 4,79 = 118,6 \text{ м.}$$

3.4 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛ50 – В – 750

Геометрические размеры проточной части гидротурбины пересчитаем исходя из проточной части модели, при выбранном диаметре рабочего колеса $D_1 = 7,5$ м. Проточная часть гидротурбины представлена в приложении В. План спиральной камеры представлен в приложении Г.

3.5 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки и колонки управления

По диаметру рабочего колеса $D_1 = 7,5$ м и напору $H_{пред} = 43$ м. определяем по номограмме для турбины ПЛ50-В-50 тип масло-напорной установки МНУ МНУ 16/1-40-20-3с гидроаккумулятором ГА16/1-40.

Маслонапорная установка - МНУ 6,3/1-40-8-2;

Гидроаккумулятор - ГА16/1-40;

емкость 16 м³;

число сосудов 2;

давление 4 МПа (40 кгс/см²);

емкость бака 20 м³;

количество насосов 3 шт.

Насос – 3В16/40ГТ:

подача 6,23 л/с;

мощность 37 кВт.

Электродвигатель – 4А200М2:

частота вращения 2900 об/мин;

масса МНУ6,1 т.

По справочным данным выберем электрогидравлический регулятор ЭГРК 10/150, в составе которого:

- панель электрооборудования ЭГРК-МП (микропроцессорная электропанель);
- гидромехколонка управления ЭГРК-150 (диаметр главного золотника 150 мм);
- механизм обратных связей;
- аварийный золотник с механическим устройством противоразгонной защиты.

3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{148,3}{0,85} = 174,5 \text{ МВА.} \quad (3.19)$$

По справочным данным выбираем синхронный вертикальный гидрогенератор СВ-1260/185-60УХЛ4. Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1260/185-60УХЛ4

Генератор	$S_{\text{ном}},$ МВ*А	$P_{\text{ном}},$ МВт	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном}},$ кА	$n_{\text{ном}},$ об/мин
СВ-1260/185-60УХЛ4	176,5	150,0	0,85	15,75	6,480	100,0

3.7 Определение установленной мощности ГЭС

Окончательно установленная мощность проектируемой ГЭС складывается из мощности четырёх генераторов СВ-1260/185-60УХЛ4:

$$P_{\text{уст}} = n_G \cdot P_G = 6 \cdot 150 = 900 \text{ МВт.} \quad (3.18)$$

где $n_G = 6$ - количество генераторов;
 $P_G = 150$ МВт - активная мощность генератора.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор номинального напряжения линий

Номинальное напряжение линий принимаем 220 кВ по номинальному напряжению ближайшей подстанции «Сыня».

Основные параметры проектируемой станции и энергосистемы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Особенности электрической части проектируемой станции и энергосистемы

Генераторы			Система			
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	l	$S_{\text{рез}}$	$S_{\text{к.з.}}$
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	км	МВА	МВА
6×150	15,75	0,85	220	60	500	300

1. $T_{\text{max}} = 6800$ час/год.
2. Потребители относятся к I и II категориям.
3. Мощность собственных нужд $P_{\text{сн}} = 0,01P_{\text{уст.ГЭС}}$.
4. Коэффициент мощности собственных нужд $\cos\varphi_{\text{сн}} = \cos\varphi_{\text{ном.ген}}$.
5. Филиал АО «СО ЕЭС» Коми РДУ.

4.2 Выбор количества линий РУ ВН и сечения проводов

Необходимо рассмотреть наиболее тяжелый для этих линий режим, при котором нагрузка на них максимальна.

Определим величину максимальной нагрузки на РУВН

$$S_{\Sigma} = n_G \cdot S_G \quad (4.1)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$P_{\text{нат.}} = 150$ МВт; $K = 1,2$; $\cos\varphi_c = 0,85$;

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S}{\left(\frac{K \cdot P_{\text{нат.}}}{\cos\varphi_c}\right)} = \frac{1048}{\left(1,2 \cdot \frac{150}{0,85}\right)} = 4,8 \approx 5,0 \text{ шт.} \quad (4.2)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 5 + 1 = 6$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{max.раб} = \frac{S_{\Sigma}}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1048}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,458 \text{ кА.} \quad (4.3)$$

Рабочий расчетный ток

$$I_{расч} = I_{max.раб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (4.4)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{max} = 6800 \text{ час/год}$ и ее значение в максимуме ЭС.

$$I_{расч} = 458 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 529 \text{ А.}$$

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ выбираем провод АС – 400/51. Допустимый продолжительный ток $I_{доп} = 830 \text{ А.}$, которому соответствует минимальное сечение провода для линии 220 кВ.

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1048}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,551 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

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

4.3 Выбор структурной схемы электрических соединений

С целью снижения капиталовложений, на станции могут быть применены укрупненные блоки. Это возможно в том случае, когда общая мощность такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС $\Delta P_{Gдоп}$.

$$\Delta P_{Gдоп} = S_{рез} \cdot \cos\varphi = 1000 \cdot 0,85 = 850 \text{ МВт,} \quad (4.6)$$

$$P_{бл} = 2P_G = 2 \cdot 150 = 300 \text{ МВт,} \quad (4.7)$$

Из (4.6) и (4.7) видно, применение укрупненных блоков в структурной схеме возможно.

На рисунке 4.1 представлена структурная схема ГЭС с единичными блоками. Для рассмотрения принимаются две схемы «1Т – 1Г» и «1Т – 2Г», представленные на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

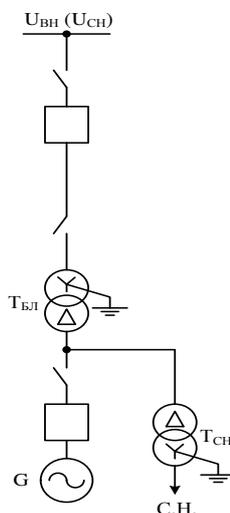


Рисунок 4.1 - Вариант структурной схемы ГЭС с единичными блоками

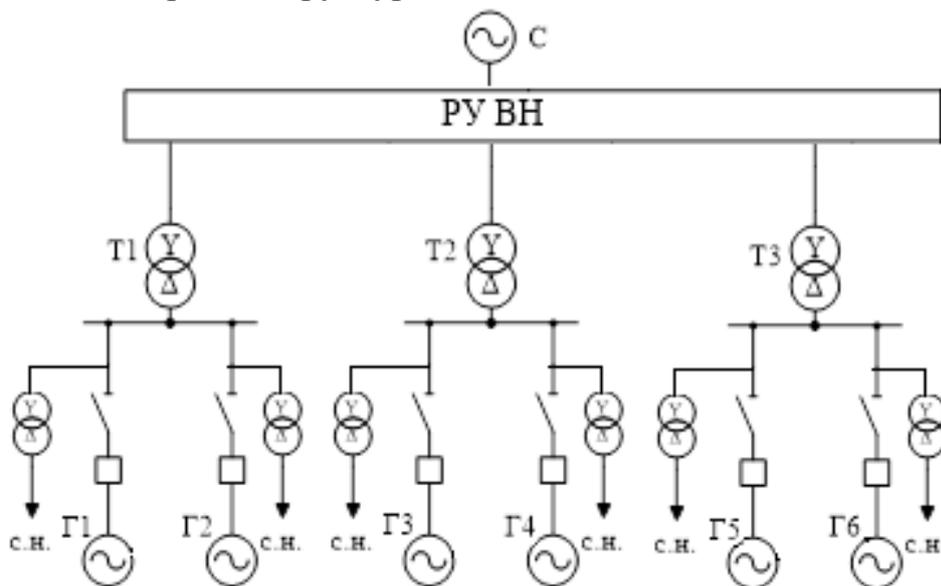


Рисунок 4.2 - Вариант структурной схемы ГЭС с укрупненными блоками

4.3.1 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ГНОМ}} - P_{\text{С.Н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = \frac{150 - 1,5}{0,85} = 174,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.8)$$

где $P_{\text{С.Н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 225000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 -Каталожные данные трансформатора ТДЦ 225000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	$R_{\text{Т}}, \text{Ом}$	$X_{\text{Т}}, \text{Ом}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$						
225	242	15,75	11	530	110	0,40	0,77	29,0

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6800}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 5662 \text{ ч/год}, \quad (4.9)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.10)$$

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

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

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,053 \cdot 45 = 8728 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,110 \cdot 8728 = 1920,16 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ТНОМ}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,53}{1} \cdot \left(\frac{174,7}{225} \right)^2 \cdot 5662 = 2330 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{пот} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H), \quad (4.13)$$

$$I_{пот} = 0,58 \cdot (1920,16 + 270,8) = 1270,7 \text{ тыс. руб/год}$$

Для шести блоков:

$$I_{пот1}^{220} = 6 \cdot 1270,7 = 7624,6 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.3.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

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

$$S_{расч} = \frac{2 \cdot (P_{ГНОМ} - P_{с.н.})}{\cos \varphi_G} = \frac{2 \cdot (150 - 1,5)}{0,85} = 349,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.14)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 400000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3-Каталожные данные трансформатора ТДЦ 400000/220

S _{НОМ} , МВт	U _Н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{xx} , кВт	I _х , %	R _Т , Ом	X _Т , Ом
	U _{ВН}	U _{НН}						
400	242	15,75	11	850	200	0,3	0,32	16,1

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6800}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5662 \text{ ч/год}, \quad (4.15)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.16)$$

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}}$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 ω – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{\text{в}}$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,200 \cdot 8728 = 3491 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.17)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Тном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,850}{2} \cdot \left(\frac{349,4}{400} \right)^2 \cdot 5662 = 1836 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.18)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = 0,58 \cdot (3491 + 1836) = 3089,6 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для трёх блоков:

$$I_{\text{пот}2}^{220} = 3 \cdot 3089,6 = 9268,8 \text{ тыс. руб/год}$$

4.4 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются только количеством блочных трансформаторов.

$$K = t \cdot K_{\text{яч}} + n \cdot K_{\text{Т}} + m \cdot K_{\text{Тс.н.}} \quad (4.19)$$

где K_T - стоимость силового трансформатора;
 $K_{Tc.n.}$ - стоимость трансформатора собственных нужд;
 $K_{яч}$ - стоимость ячейки;
 n - число силовых трансформаторов;
 m - число трансформатора собственных нужд;
 t - число ячеек.

Таким образом, для единичных блоков:

$$K_1^{220} = (12 \cdot 0,98 + 6 \cdot 23 + 3 \cdot 1,2) = 153,36 \text{ млн. руб.}$$

Для укрупненного блока:

$$K_3^{220} = (9 \cdot 0,98 + 3 \cdot 23 + 3 \cdot 1,2) = 81,42 \text{ млн. руб.}$$

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

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

$$Z_1 = 0,12 \cdot 153,36 + 7,6 = 26 \text{ млн. руб./год;}$$

$$Z_2 = 0,12 \cdot 81,42 + 9,6 = 19,37 \text{ млн. руб./год.}$$

где E_n – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям.

K_i - капиталовложения,

I_i - величина издержек на потери электрической энергии.

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов блочных схем видно, что предпочтительнее вариант 2 – схема с укрупненными блоками. Этот вариант является более экономичным.

В результате в качестве главной схемы ГЭС принимается схема с укрупненными блоками.

4.5 Выбор главной схемы ГЭС

Основные требования, влияющие на выбор схемы распределительных устройств:

- ремонтпригодность;
- оперативная гибкость;
- экономическая целесообразность

В соответствии с Технической политикой ПАО «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°C и ниже, а так же в зонах со снежным покровом более 1,5м применение КРУЭ обязательно». Устанавливаем распределительное устройство элегазовое (КРУЭ), как отвечающее современным критериям надежности, минимума эксплуатационных затрат, минимум занимаемого места и основываясь на многолетний опыт успешной и безотказной работы (15–20 лет безремонтный период). При выборе схемы будем основываться на соответствии требованиям надежности при наименьшем количестве выключателей с сопутствующими устройствами (разъединителями, заземляющих устройств, приводов, изоляторов).

При числе присоединений к РУ 220 кВ равным 9 (6 ВЛ-220 и Зукрупненных блока Г-Т), в соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", при данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем схему с двумя системами сборных шин. Выбранная схема РУ-220 кВ в общем виде представлена на рисунке 4.3.

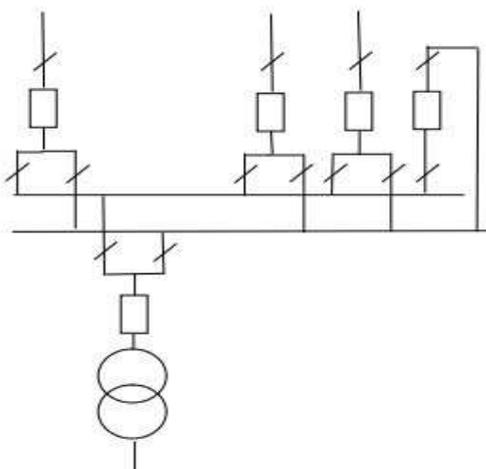


Рисунок 4.3 – Схема соединений КРУЭ 220 кВ

4.6 Расчёт токов КЗ

На рисунках 4.4, 4.5 и 4.6 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrKZ», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Первый		230				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Второй		230				
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	T-1(Г1-Г2)		14				
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	T-2(Г3-Г4)		14				
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	T-3(Г5-Г6)		14				

Рисунок 4.4 – Узлы

	O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Kт/l	Kт/r	r0	x0	g0
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	1	2		Первый - Второй	10,80	39,15					10,800	117,450	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Второй - T1-(Г1-Г2)	0,28	14,55				0,068	0,280	14,550	
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Второй - T2-(Г3-Г4)	0,28	14,55				0,068	0,280	14,550	
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Второй - T3-(Г5-Г6)	0,28	14,55				0,068	0,280	14,550	

Рисунок 4.5 – Ветви

	S	s0	N apr	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Система	1		292,000		264,50		264,50	230,000
2			2	Гидрогенератор 1	3	0,018	0,260	0,018	0,26	0,018	0,26	17,800
3			3	Гидрогенератор 2	3	0,018	0,260	0,018	0,26	0,018	0,26	17,800
4			4	Гидрогенератор 3	4	0,018	0,260	0,018	0,26	0,018	0,26	17,800
5			5	Гидрогенератор 4	4	0,018	0,260	0,018	0,26	0,018	0,26	17,800
6			6	Гидрогенератор 5	5	0,018	0,260	0,018	0,26	0,018	0,26	17,800
7			7	Гидрогенератор 6	5	0,018	0,260	0,018	0,26	0,018	0,26	17,800

Рисунок 4.6 – Генераторы

Точки расчёта КЗ представлены на рисунке 4.7. На рисунках 4.8 и 4.9 рассчитаны токи для трехфазного и однофазного КЗ соответственно.

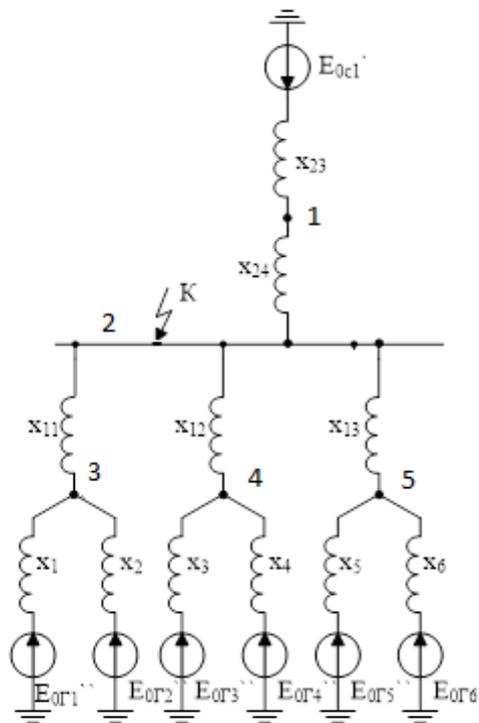


Рисунок 4.7 – Расчетная схема с точкой КЗ

Узлы/Несим/МД × Ветви/Несим/МД × Генератор/Несим × Состав/Несим × Графика ×																
📶 📡 📷 📸 📹 📺 📻 📠 📞 📟 📠 📡 📢 📣 📤 📥 📦 📧 📨 📩 📪 📫 📬 📭 📮 📯 📰 📱 📲 📳 📴 📵 📶 📷 📸 📹 📺 📻 📠 📞 📟 📠 📡 📢 📣 📤 📥 📦 📧 📨 📩 📪 📫 📬 📭 📮 📯 📰 📱 📲 📳 📴 📵																
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0
1		1	1	3ф	2			11,0132	-87,05			0,0000				0,0000

Рисунок 4.8 – Состав для трехфазного КЗ

Узлы/Несим/МД × Ветви/Несим/МД × Генератор/Несим × Состав/Несим × Графика ×																
📶 📡 📷 📸 📹 📺 📻 📠 📞 📟 📠 📡 📢 📣 📤 📥 📦 📧 📨 📩 📪 📫 📬 📭 📮 📯 📰 📱 📲 📳 📴 📵 📶 📷 📸 📹 📺 📻 📠 📞 📟 📠 📡 📢 📣 📤 📥 📦 📧 📨 📩 📪 📫 📬 📭 📮 📯 📰 📱 📲 📳 📴 📵																
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0
1		1	1	1ф	2			4,6926	-87,33			4,6926	-87,33			4,6926

Рисунок 4.9 – Состав для однофазного КЗ

Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	T_a	K_y	$i_y, \text{кА}$	$I_{п0}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{п0}^{(1)}, \text{кА}$	$Z_{\text{ЭКВ}}, \text{Ом}$
K (шины ВН) трёхфазное КЗ	0,15	1,94	38,57	14,08	-	$0,1+j4,65$
K (шины ВН) однофазное КЗ	0,15	1,94	30,16	-	15,01	$0,1+j4,65$

Токи расчета трехфазного КЗ представлены на рисунке 4.10.

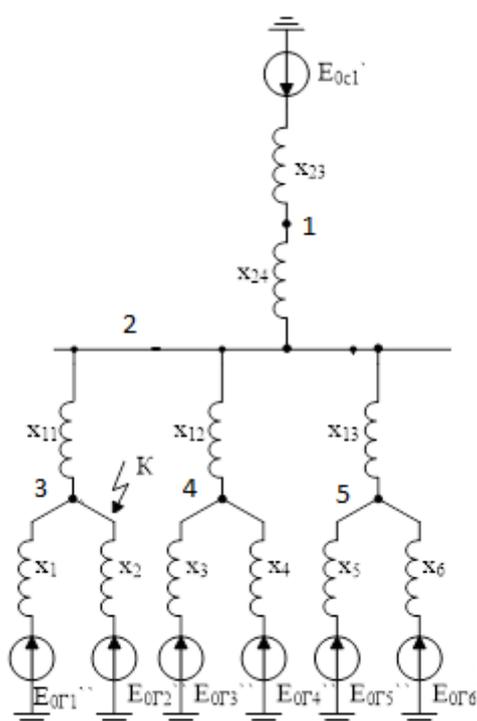


Рисунок 4.10 – Расчетные точки КЗ

Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчёта токов КЗ

Точка КЗ	T_a	K_y	$i_y, \text{кА}$	$I_{п0}^{(3)}, \text{кА}$	$Z_{\text{ЭКВ}}, \text{Ом}$
K (генераторное напряжение)	0,038	1,77	152,58	86,2	$0,011+j0,13$

4.7 Выбор электрических аппаратов

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требований к аппаратам и проводникам:

- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- выдерживать механические нагрузки, удовлетворять требованиям экономичности.

Расчет токов рабочего и утяжеленного режимов.

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г6:

$$I_{Г \text{ раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ ном.}}} = 1,05 \cdot \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6800 \text{ А}, \quad (4.21)$$

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т6 определяется рабочим током генератора:

$$I_{Т \text{ раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т \text{ вн.}}} = 1,05 \cdot \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 242} = 310 \text{ А}, \quad (4.22)$$

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

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1048}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,509 \text{ кА}. \quad (4.23)$$

Присоединения отпаечных трансформаторов собственных нужд на генераторном напряжении 15,75 кВ:

$$I_{\text{т.сн. раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{т.сн. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тсн, ном}}} = 1,05 \cdot \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 109,8 \text{ А} \quad (4.24)$$

4.7.1 Выбор коммутационных аппаратов

Так как КРУЭ имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, то и остальное оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и т.д.) проходит по термической и

динамической стойкости. Технические характеристики выключателя фирмы Электроаппарат ЯГГ-220 представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Технические характеристики ЯГГ-220

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель фирмы Электроаппарат ЯГГ-220	Разъединитель/заземлитель
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 253 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 253 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.тяж}} = 514 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 14,08 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 50 \text{ кА}$	н/д
$i_{\text{уд}} = 38,57 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 135 \text{ кА}$	н/д
$W_k = (t_{\text{рз}} + t_{\text{откл}}) \cdot I_{\text{по}} = 17,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В цепи КРУЭ встроены трансформаторы тока, для которых номинальная мощность, соответствующая классу точности 0,5 составляет: $S_{2\text{ном}} = 40 \text{ В} \cdot \text{А}$, $I_{\text{ном}2} = 5 \text{ А}$.

Таким образом, выполняется необходимое условие $S_{2\text{ном}} > S_{2\Sigma}$, следовательно, выбранный трансформатор тока работает в заданном классе точности. Завод-изготовитель не указал ток электродинамической стойкости в паспорте прибора, следовательно, фирма гарантирует динамическую стойкость выбранного ТТ. Проверим выбранный трансформатор тока по другим условиям, представленным в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка ТТ в цепях линии 220 кВ

Условие выбора	Расчетная	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети.ном}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети.ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 253 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 310 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 0,2 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 40 \text{ ВА}$

В состав ячейки КРУЭ ЯГГ-220 входит трансформатор напряжения, для которого номинальная нагрузка, соответствующая классу точности 0,5 составляет $S_{2\text{ном}} = 2000 \text{ В} \cdot \text{А}$. Проверка по трансформаторам напряжения сведена в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка ТН в цепях линии 220 кВ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	220 кВ	253 кВ
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	0,2 ВА	2000 ВА

Также в состав ячейки КРУЭ входят встроенные ОПНы.

4.7.2 Выбор аппаратных комплексов генераторного напряжения

Выбор выключателей и разъединителей на генераторном напряжении 15,75 кВ.

Выбираем для генераторов, присоединённых к РУ ВН КАГ на базе выключателей ВГГ-20 фирмы Электроаппарат (город Санкт-Петербург). Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Параметры генераторного комплекса ВГГ-20

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Электроаппарат ВГГ-20	
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} < 20 \text{ кВ}$	В состав выбранного генераторного выключателя входит разъединитель. Параметры разъединителя согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем.
$I_{\text{рабmax}} = 6800 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 86,2 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 90 \text{ кА}$	
$i_{\text{уд}} = 152,6 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 230 \text{ кА}$	
$B_{\text{к}} = 1138,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$4050 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

На рисунке 4.11 изображена схема генераторного комплекса.

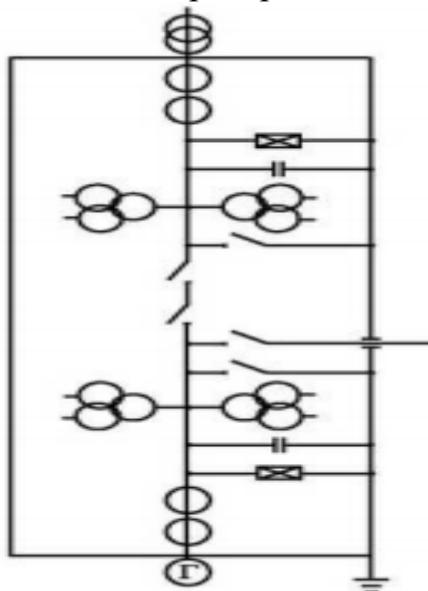


Рисунок 4.11 – Схема генераторного комплекса

4.8 Компоновка схемы собственных нужд

В соответствии с СТО 17330282.27.140.020-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования.» для энергоснабжения собственных нужд ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС делится на схему агрегатных нужд и общестанционных нужд. Собственные нужды определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всём гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить его бесперебойную работу.

Высшей категорией СН являются агрегатные потребители (МНУ гидротурбин, система возбуждения генераторов, охлаждение трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, система технического водоснабжения, если она не самотечная). Для этой категории потребителей источником служат специальные отпаечные трансформаторы, “глухо” присоединённые непосредственно к шинам генератора, которые питают основную секцию шин агрегатных СН. Кроме того, основная секция резервируется от другого источника – общестанционных СН. К общестанционным собственным нуждам относятся все другие потребители, обеспечивающие тот или иной технологический процесс при работе ГЭС (освещение, масляное хозяйство, пневматическое хозяйство, вентиляционные установки, разного рода грузоподъёмные механизмы, система осушения проточной части, ремонтные мастерские и др.). Общестанционные СН могут питаться от внешней электрической сети.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ 1260/185-60УХЛ4:

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

На силовом трансформаторе блока ТДЦ-400000/220-УХЛ1:

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

- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- На трансформаторе СН ГЭС:**
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 - Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
 - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 6477 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 8000/5 \text{ А}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{CP,0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.2)$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 0,16 \cdot I_H$.

2) 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 коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.3)$$

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

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

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

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

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 38758 = 3875,8 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.4)$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ - коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,5. \quad (5.5)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

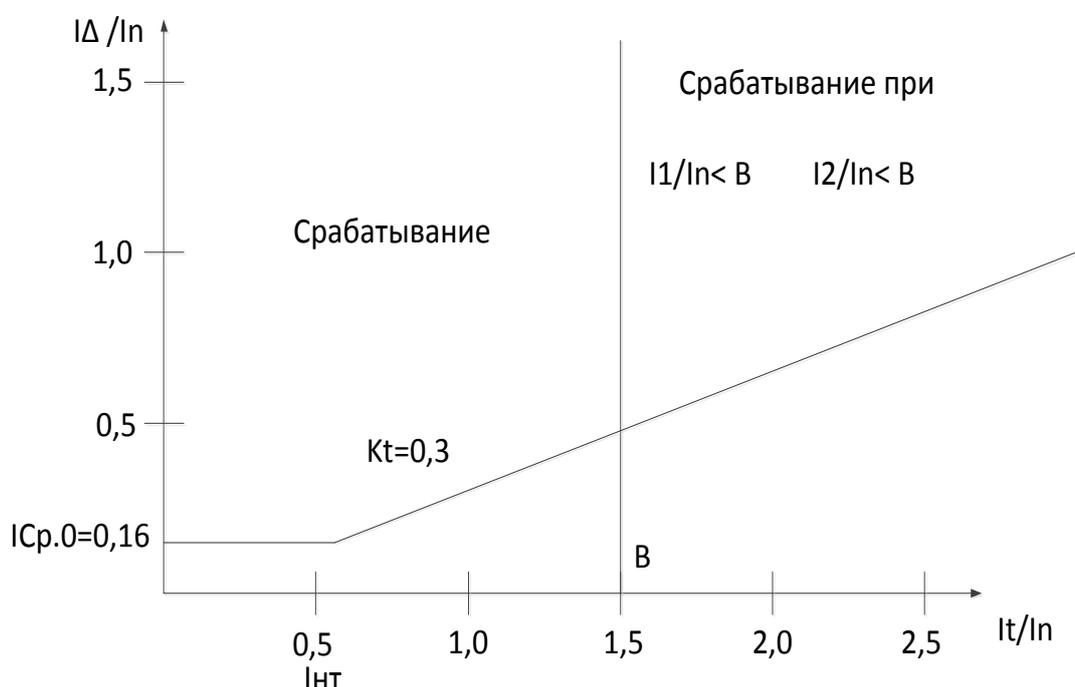


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической

индукцией силового трансформатора блока ($U_{0 \text{эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет $U_{0 \text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

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

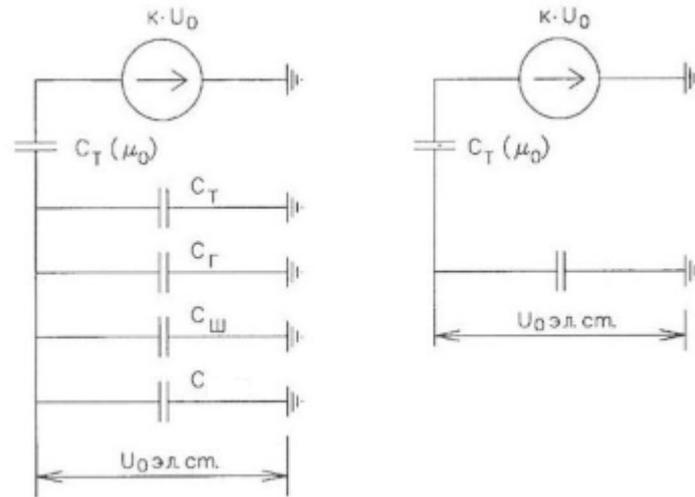


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_{Г}$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{Т}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Т} + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,00733 + 1,02 + 0,008 + 0,39 = 1,425 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.7)$$

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т}(\mu_0)}{C_{Т}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.8)$$

где, K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

$C_{Т}(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_{Т}(\mu_0) = 0,009 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 42,33 \text{ кВ}, \quad (5.9)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 12,2 \text{ А}. \quad (5.10)$$

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314,2 \text{ рад/с}. \quad (5.11)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 42330 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,425} = 133 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.12)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 133}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 2,3 \text{ В}.$$

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, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

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

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_{T} :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.13)$$

При $K_T = 2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,25 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.14)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.15)$$

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

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

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.16)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_2^2}, \quad (5.17)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.19)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H. \quad (5.20)$$

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

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

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

$$t_{CP} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.21)$$

$$A_{ИО} = 20.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

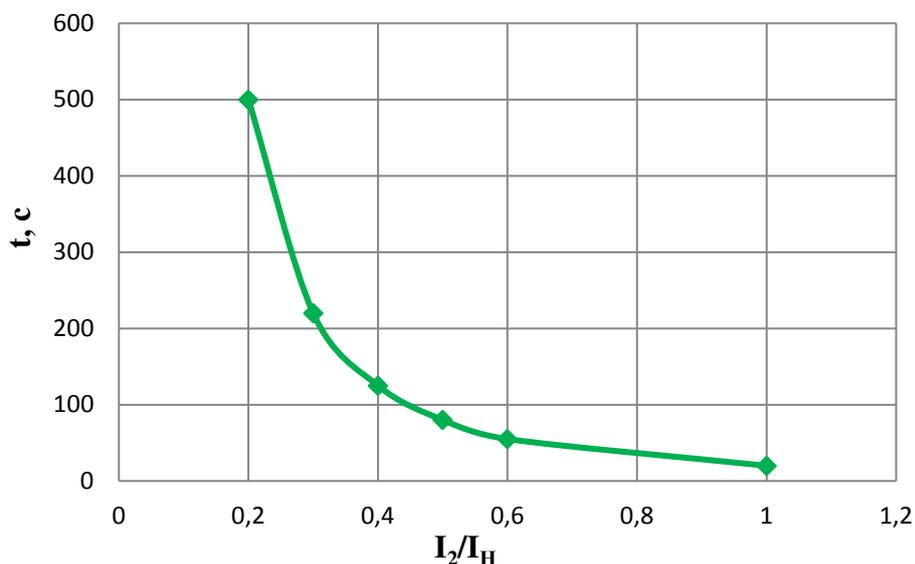


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом

промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100$ с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_{d^*}'' + x_{Г^*} + 2 \cdot x_{Т^*})} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (51,94 + 51,94 + 2 \cdot 0,105)} = 0,007 \text{ о. е.}, \quad (5.22)$$

$$x_{Т} = \frac{u_{к\text{ВН},\%} \cdot S_{\text{НОМ.ГЕН}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{10,5 \cdot 176,5}{100 \cdot 176,5}$$

$$= 0,105. \quad (5.23)$$

где x_{d^*}'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_{Г}$ - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_{Т}$ - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2с.з.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.24)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,2 \cdot (x_{d*}'' + x_{Г*} + 2 \cdot x_{Г*} + 2x_{л}^*)} = 0,008 \text{ о. е.} \quad (5.25)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

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

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.26)$$

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

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

Выдержка времени $t = 0,9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.27)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

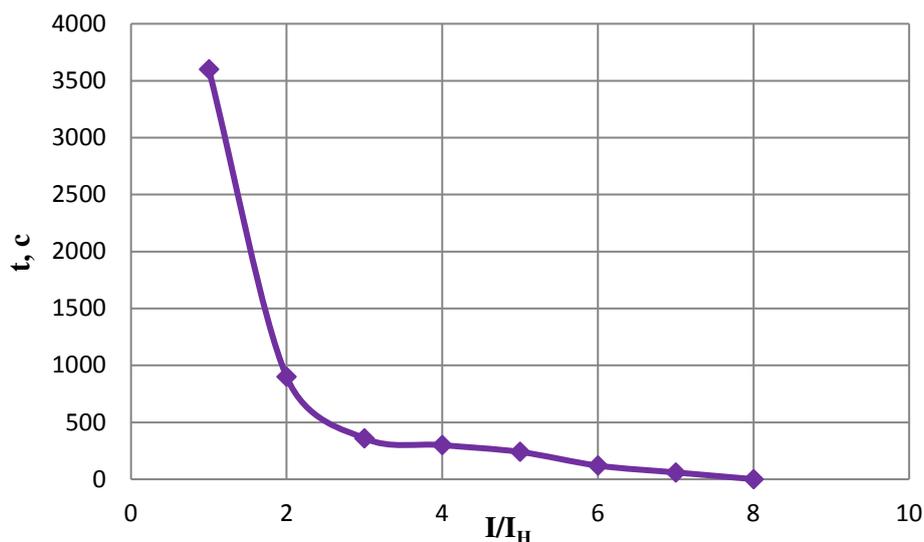


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.28)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В}. \quad (5.29)$$

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

5.2.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Усинская ГЭС – Сыня:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1л} = 0,8 \cdot 15,37 + \frac{0,8}{5} \cdot 64 = 22,53 \text{ Ом}, \quad (5.30)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ.

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,125 \cdot \frac{176,5}{400} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{176,5}{242^2} \cdot 64 = 0,123.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 1,2 = 0,147 \text{ Ом}, \quad (5.31)$$

$$Z_6 = \frac{15,75^2}{176,5} = 1,2.$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,147 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{15,75}{100}} = 1,5 \text{ Ом.} \quad (5.32)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,5 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6477} = 1,2 \text{ Ом,} \quad (5.33)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{4 - 0,95}{1,4} = 2,5, \quad (5.34)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,18 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.,} \quad (5.35)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.36)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_H} = \frac{0,38}{1,05} = 0,36 \text{ о. е.}, \quad (5.37)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,36 \cdot \frac{15,75^2}{176,5} = 0,434 \text{ Ом.} \quad (5.38)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,434 \cdot 8000/5}{15750/100} = 5,41 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 5,5 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

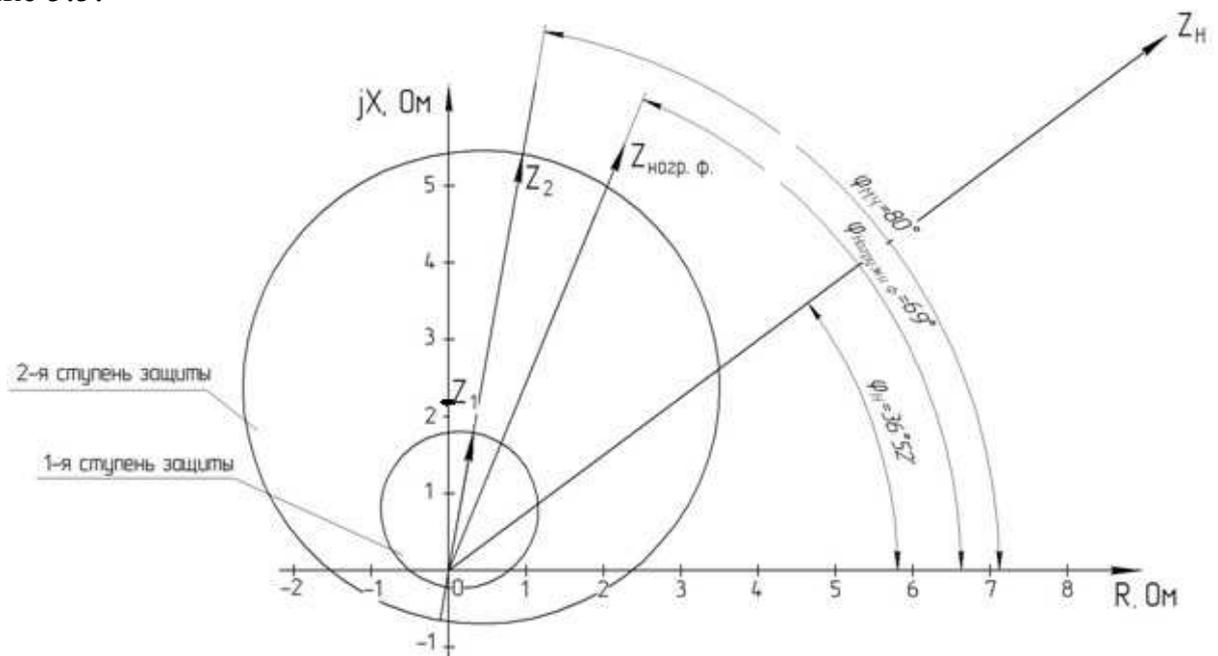


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Таблица уставок и матрица отключений защит представлены в приложение Д и в приложение Е соответственно.

6 Компоновка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений

Характерные бытовые расходы воды:

- максимальный основной расход – 5389 м³/с;
- максимальный поверочный расход – 6050 м³/с.

Отметки:

- нормального подпорного уровня (НПУ) – 165 м;
- форсированного уровня воды (ФПУ) – 167 м;
- уровень мёртвого объёма (УМО) – 156,0 м;
- дна – 121 м.

- количество гидроагрегатов – 6;
- расход одного гидроагрегата – 425,1 м³/с;
- расход ВХК – 190 м³/с;
- класс сооружения – I.

Назначение гидроузла: энергетический.

Бетонные гравитационные плотины широко распространены во всем мире благодаря простоте конструкции и способов их возведения, надежности их при любой высоте, в любых природных условиях, в том числе и в суровых зимних.

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят:

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

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a + h_{\text{сет}} \quad (6.2)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности.

Определение высоты волны 1% обеспеченности.

Принимаем наименьшие значения комплексов $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,025$, $\frac{g\bar{T}}{V} = 1,9$ и находим средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м):

$$\bar{T} = \frac{1,9 \cdot V}{g} = \frac{1,9 \cdot 20}{9,81} = 3,87 \text{ с}, \quad (6.3)$$

$$\bar{h} = \frac{0,028 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,028 \cdot 20^2}{9,81} = 1,02 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,87^2}{2 \cdot 3,14} = 23,4 \text{ м}, \quad (6.5)$$

Проверяем условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$.
 $d = 22 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 23,4 = 11,7$ – условие выполняется.
 Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,02 \cdot 2,1 = 2,14 \text{ м}. \quad (6.6)$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V}$, где $t = 6$ – период развития волн на водохранилище.

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 8 \cdot 10^3}{15^2} = 348,8, \quad (6.7)$$

$$\frac{gt}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{15} = 14126. \quad (6.8)$$

Принимаем наименьшие значения комплексов $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,031$, $\frac{g\bar{T}}{V} = 2,25$ и находим средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м):

$$\bar{T} = \frac{2,25 \cdot V}{g} = \frac{2,25 \cdot 15}{9,81} = 3,44 \text{ с}, \quad (6.9)$$

$$\bar{h} = \frac{0,031 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,031 \cdot 15^2}{9,81} = 0,71 \text{ м} \quad (6.10)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,44^2}{2 \cdot 3,14} = 18,5 \text{ м}, \quad (6.11)$$

Проверяем условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$.
 $d = 22 > 0,5\bar{\lambda}_d = 0,5 \cdot 18,5 = 9,2$ – условие выполняется.
 Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,71 \cdot 2,35 = 1,49 \text{ м} \quad (6.12)$$

Определение отметки бетонной плотины.

Для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + a + h_{\text{set}} = 165 + 2,14 + 0,8 + 0,3 = 168,24 \text{ м.}$$

Для особого сочетания нагрузок и воздействий:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{ФПУ} + h_{1\%} + a + h_{\text{set}} = 167 + 1,49 + 0,8 + 0,014 = 169,3,$$

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{CT}} + a = 156 + 1,6 \cdot 9 = 170,4 \text{ м.} \quad (6.13)$$

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.14)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП;

V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;

L – длина разгона волны, м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

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

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{\text{sp}} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%}, \quad (6.15)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса.

Основное сочетание нагрузок и воздействий:

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,00002 \cdot \frac{20^2 \cdot 8 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 22} \cdot 1 = 0,3 \text{ м,}$$

$$h_{\text{run}1\%} = 1,0 \cdot 0,9 \cdot 1,3 \cdot 2,4 \cdot 2,14 = 6,01 \text{ м,}$$

$$h_s = 6,01 + 0,3 + 0,8 = 7,11$$

$$\nabla\text{ГГП} = 165,0 + 7,11 = 172,1 \text{ м.}$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий:

$$\Delta h_{\text{set}} = 0,000002 \cdot \frac{15^2 \cdot 8 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 22} \cdot 1 = 0,014 \text{ м,}$$

$$h_{\text{run}1\%} = 1,0 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,45 \cdot 1,49 = 3,61 \text{ м,}$$

$$h_s = 3,61 + 0,014 + 0,8 = 4,42,$$

$$\nabla\text{ГП} = 167,0 + 4,42 = 171,42 \text{ м.}$$

Принимаем $\nabla\text{ГП} = 172,1 \text{ м,}$

6.2 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяем:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчетного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчетного расхода при основном расчетном случае производится при НПУ при полном открытии всех водопропускных сооружений. Определенные размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчетный случай. Пропуск расчетного расхода воды для проверки расчетного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ_{max} всеми пропускными сооружениями.

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии.

Для средне- и низконапорных гидроузлов при снижении напоров на гидроагрегаты ниже допустимых по характеристикам гидротурбин пропускная способность гидротурбин в расчетах пропуска максимальных расходов воды не должна учитываться.

$$Q_p = Q_{\text{осн. max}} - Q_{\text{ГЭС}} = 5389 - 425,1 \cdot (6-1) = 2838,4 \text{ м}^3/\text{с} \quad , \quad (6.16)$$

где $Q_{\text{осн. max}}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем;

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через агрегаты, участвующие при пропуске расчетного расхода.

Определим общую ширину водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_s} \quad , \quad (6.17)$$

Отметка уровня НБ, определяется при $Q_{\text{осн.макс}}=13461$ м³/с, УНБ=129,6м.

$$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 129,6 - 121 = 8,6 \text{ м}; \quad (6.18)$$

$$B = \frac{Q_p}{q_s} = \frac{2838.4}{53.8} = 52.8 \text{ м}. \quad (6.19)$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округлим в большую сторону, $B=53,0$ м.

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 8$ м, тогда число водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{53,0}{8} = 6,6. \quad (6.20)$$

Округлим до ближайшего целого числа $n = 7$.

Ширина водосливного фронта будет равна:

$$B = n \cdot b = 8 \cdot 7 = 56 \text{ м}. \quad (6.21)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водослива методом последовательного приближения определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления- H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления- H_{02} .

$$H_{01}^{\text{осн}} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g} \cdot B} \right)^{2/3}, \quad (6.22)$$

где m – коэффициент расхода водослива, принимаемый в зависимости от формы водослива. Примем коэффициент расхода $m=0,49$ (практический профиль типа А).

$$H_{01}^{\text{осн}} = \left(\frac{2838.4}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81} \cdot 56} \right)^{2/3} = 8.17 \text{ м}.$$

Во втором приближении определим напор $H_{02}^{\text{осн}}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H^{осн}_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.23)$$

где σ_n – коэффициент подтопления (принимаем $\sigma_n = 1$);

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n-1)\xi_b}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.24)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролётов;

ξ – коэффициент формы вертикальных боковых устоев.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{1 \cdot (7-1) \cdot 0,8}{7} \cdot \frac{8,17}{8} = 0,983.$$

Определим полный напор на водосливе:

$$H^{осн}_{02} = \left(\frac{2838,4}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,983 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 56}} \right)^{2/3} = 8,26 \text{ м.}$$

Определим геометрический напор на водосливе по формуле:

$$H = H^{осн}_{02} - \frac{\alpha \cdot v_{0осн}^2}{2 \cdot g}, \quad (6.25)$$

где α – коэффициент кинетической энергии (коэффициент Кориолиса), принимаем $\alpha = 1,1$;

v_0 – скорость подхода потока к водосливу.

Скорость подхода потока к водосливу определяется по формуле:

$$v_{0осн} = \frac{Q^{осн}_p}{\omega}, \quad (6.26)$$

где ω – площадь живого сечения потока.

Площадь прямоугольного живого сечения перед плотиной определяется по формуле:

$$\omega = (\nabla_{НПУ} - \nabla_{дно}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta), \quad (6.27)$$

где δ – толщина быка,

При ширине пролёта $b=8\text{ м}$ принимаем ширину быка равной $0,33b$, ширина быка будет равна $2,64\text{ м}$.

Скорость подхода потока к водосливу будет равна:

$$V_0 = \frac{2838,4}{3388} = 0,84 \text{ м/с},$$

$$H = 8.26 - \frac{1,1 \cdot 0,84^2}{2 \cdot 9,81} = 8.22 \text{ м}.$$

Определенный геометрический напор округляем до ближайшего стандартного значения $H = H_{ст} = 9\text{ м}$.

Определим отметку гребня водослива

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 165 - 9 = 156 \text{ м}. \quad (6.28)$$

6.2.3 Построение профиля водосливной плотины

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

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяются координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{ст} = 9\text{ м}$. В таблице 6.1 и на рисунке 6.1 представлены координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки.

Таблица 6.1 - приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицерова)

№ точки	х	у	№ точки	х	у
1	0	1,13	21	18	11,12
2	0,9	0,32	22	18,9	12,32
3	1,8	0,06	23	19,8	13,57
4	2,7	0,00	24	20,7	14,88
5	3,6	0,05	25	21,6	17,05
6	4,5	0,24	26	22,5	17,64
7	5,4	0,54	27	23,4	19,10

Продолжение таблицы 6.1

№ точки	x	y	№ точки	x	y
8	6,3	0,90	28	24,3	20,60
9	7,2	1,31	29	25,2	22,16
10	8,1	1,78	30	26,1	23,76
11	9	2,30	31	27	25,42
12	9,9	2,89	32	27,9	27,12
13	10,8	3,55	33	28,8	28,86
14	11,7	4,28	34	29,7	30,65
15	12,6	5,08	35	30,6	32,48
16	13,5	5,95	36	31,5	34,36
17	14,4	6,88	37	32,4	36,28
18	15,3	7,86	38	33,3	38,24
19	16,2	8,88	39	34,2	40,24
20	17,1	9,97	40	35,1	42,28

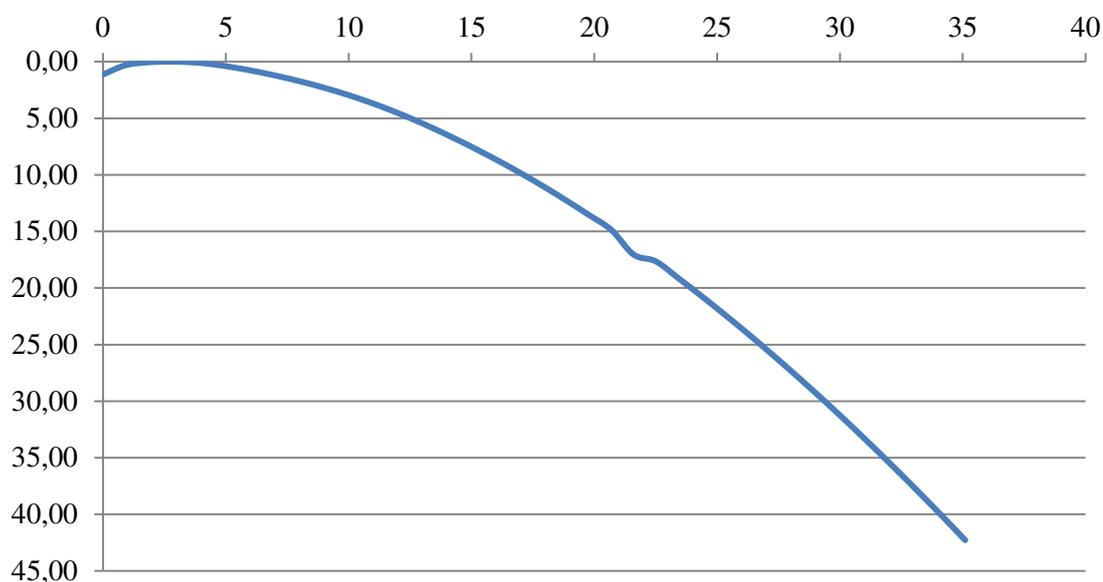


Рисунок 6.1 - начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицера)

6.2.4 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.29)$$

здесь

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{С}}, \quad (6.30)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход воды, проходящий через агрегаты здания ГЭС, участвующие в пропуске ($n_{\text{га}}-1$); $Q_{\text{С}}$ – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения принимаем $Q_{\text{С}}=0$.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.31)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{1,0 \cdot (8-1) \cdot 0,8}{8} \cdot \frac{8,59}{8} = 0,982,$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (6.32)$$

$$H_{\text{пов}} = 8,70 - \frac{1,1 \cdot 0,86^2}{2 \cdot 9,81} = 8,65$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 156 + 8.65 = 165\text{ м} \quad (6.33)$$

Так как расчетная отметка форсированного уровня меньше заданной, то заданная отметка форсированного уровня не изменяется.

6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Основной расчётный случай:

Проверяем условие, при котором можно не учитывать скорости подхода воды к водосливу плотины.

$$\omega > 4BH, \quad (6.34)$$

$$4BH=4 \cdot 64 \cdot 9 = 2340 \text{ м}^2.$$

Условие выполняется поэтому скоростью подхода воды к водосливу пренебрегаем, тогда $H_0=H_{ст}=9$ м.

Определяем E_0 :

$$E_0=C_H+H_0, \quad (6.35)$$

где C_H – высота плотины со стороны нижнего бьефа

$$C_H=\nabla ГВ - \nabla_{дно}=156-121 = 35 \text{ м}; \quad (6.36)$$

Определяем критическую глубину h_k :

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot B^2}}, \quad (6.37)$$

$$h_k = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2838,4^2}{9,81 \cdot (64(8-1) \cdot 3)^2}} = 5,0 \text{ м}.$$

Относительная удельная энергия в верхнем бьефе:

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_k} = \frac{44}{5,0} = 8,8. \quad (6.38)$$

По графику Чертоусова М.Д. в зависимости от ξ_0 , с учетом коэффициента скорости φ_c определим относительную глубину в сжатом сечении ξ_c и относительную вторую сопряженную глубину ξ_c'' .

$$H_{ст}/C_H=9/35=0,26, \varphi_c=0,92$$

$$\xi_c = 0,265;$$

$$\xi_c'' = 2,6.$$

Определим глубины:

Глубина в сжатом сечении $h_c = \xi_c \cdot h_k$;

Глубина, сопряженная с глубиной в сжатом сечении:

$$h_c = 5.0 \cdot 0,265 = 1.3;$$

$$h_c'' = 5.0 \cdot 2,6 = 13.0$$

Сопоставляя глубину в НБ=8,6 м со второй сопряженной глубиной, устанавливаем что $h_c'' > h_{НБ}$ (13,0>8,6). Таким образом, в НБ отогнанный прыжок. Необходимо устройство гасителей в НБ.

6.2.6 Расчет водобойного колодца

Расчет высоты водобойного колодца заключается в определении его глубины d_k и длины l_k . Глубину водобойного колодца вычисляют путем последовательного приближения.

В первом приближении, d_k определяют по формуле:

$$d_{ст} = \sigma \cdot h''_c - (h_{НБ} + z) \quad (6.39)$$

где z – перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока уступом снизу глубиной d .

Перепад z определяют исходя из того, что выходная часть водобойного колодца работает как подтопленный водослив с широким порогом:

$$z = \frac{q^2}{2g} \left(\frac{1}{\varphi_1^2 h_{НБ}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 h_c''^2} \right) \quad (6.40)$$

где φ_1 – коэффициент скорости водослива с широким порогом, зависит от кромки уступа.

$$z = \frac{33,39^2}{29,81} \left(\frac{1}{0,9 \cdot 2^2 \cdot 8,6^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 13^2} \right) = 0,6 \text{ м.}$$

Далее определяем глубину колодца d_k :

$$d_k = 1,1 \cdot 13 - (8,6 + 0,6) = 5,1 \text{ м.}$$

Во втором приближении определяем полную удельную энергию перед водосливом E_0 :

$$E_0 = C_n + H_0 + d, \quad (6.41)$$

$$C_n = \Gamma B - \text{дно} = 35 \text{ м}, \quad (6.42)$$

$$H_0 = 9,0 \text{ м}.$$

$$E_0 = 35,0 + 9,0 + 5,1 = 49,1 \text{ м}.$$

Вычисляем относительные глубины ξ'_c и ξ''_c . Для этого определяем относительную удельную энергию ξ_0 :

$$\xi_0 = \frac{E_0}{h_{кр}} = \frac{49,1}{5} = 9,82. \quad (6.43)$$

Определяем отношение H_0/C_n , где H_0 – полный напор на водосливе, а C_n – высота плотины со стороны нижнего бьефа:

$$\frac{H_0}{C_n} = \frac{9}{35} = 0,26.$$

Определяем коэффициент скорости φ по данным Скребкова Г.П., приведенные в методических указаниях «Гидравлический расчет водосливной плотины».

$$\varphi = 0,93.$$

Определяем ξ'_c и ξ''_c .

$$\xi'_c = 0,246;$$

$$\xi''_c = 2,72.$$

Определяем сопряженные глубины h'_c и h''_c :

$$h'_c = \xi'_c \cdot h_{кр}; \quad (6.44)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр}. \quad (6.45)$$

$$h'_c = 0,246 \cdot 5 = 1,23 \text{ м};$$

$$h''_c = 2,72 \cdot 5 = 13,6 \text{ м}.$$

По полученным h'_c и h''_c мы определяем d_k и z' .

$$z' = \frac{q^2}{2g} \left(\frac{1}{\varphi^2 h_{нб}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 h_c'^2} \right). \quad (6.46)$$

$$z' = \frac{33,39^2}{2 \cdot 9,81} \left(\frac{1}{0,92^2 \cdot 8,6^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 13,6^2} \right) = 0,63 \text{ м}.$$

$$d_k = 1,1 \cdot 13,6 - (8,6 + 0,63) = 5,73 \text{ м}.$$

Рассчитываем отметку пола водобоя:

$$\text{ПВ} = \text{дно} - d_k \quad (6.47)$$

$$\text{ПВ} = 121 - 5,73 = 115,27 \text{ м.}$$

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_b = (0,8 - 1,0)l_{\text{пр}}, \quad (6.48)$$

6.2.7 Водобой

Плиту водобоя проверяют на всплытие. Устойчивость на всплытие определяется условием:

$$K_{\text{всп}} = \frac{(\rho_{\delta} - \rho_w) \delta_b \cdot l_b \cdot g}{(W_d + W_n + W_{\phi}) \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.49)$$

где γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

W_d - дефицит давления;

W_n - пульсационная вертикальная динамическая нагрузка;

W_{ϕ} - фильтрационное противодействие.

$$W_{\phi} = 0,05 \cdot (T - h_c'') \cdot l \cdot \rho_w \cdot g \cdot 0,5, \quad (6.50)$$

Здесь l - расстояние от сжатого сечения до рисбермы; T - превышение уровня верхнего бьефа над поверхностью водобоя ∇ ПВ.

6.2.8 Рисберма

Рисберма — участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока.

Толщина плит рисбермы определяется по следующей формуле:

$$t_p = \frac{\rho_w \cdot h_p \cdot K_c}{(\rho_{\delta} - \rho_w)}, \quad (6.51)$$

$$h_p = 2h_v \left(\frac{h_{\text{кр.р}}}{x} \right)^{1,34}, \quad (6.52)$$

здесь x - расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты.

$$h_v = \frac{\alpha \cdot V_c^2}{2 \cdot g}, \quad (6.53)$$

здесь V_c - скорость в сжатом сечении;

$h_{\text{кр.р}}$ - критическая глубина на рисберме;

K_c - коэффициент запаса, не менее 1,25.

$$h_{\text{кр.р}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_p^2}{g}}, \quad (6.54)$$

где q_p - удельный расход на рисберме:

$$q_p = \frac{Q_p}{B_p}, \quad (6.55)$$

Здесь B_p - ширина рисбермы.

Толщина первой плиты принимается не менее половины толщины плиты водобоя.

$$h_v = \frac{1,1 \cdot 24,5^2}{2 \cdot 9,81} = 33,6 \text{ м.}$$

$$h_{p1} = 2 \cdot 33,6 \cdot \left(\frac{5}{49,3} \right)^{1,34} = 3,13 \text{ м.}$$

$$t_{p1} = \frac{1 \cdot 3,13 \cdot 1,25}{1,4} = 2,8 \text{ м,}$$

$$h_{p2} = 2 \cdot 33,6 \cdot \left(\frac{5}{64,3} \right)^{1,34} = 2,2 \text{ м,}$$

$$t_{p2} = \frac{1 \cdot 2,2 \cdot 1,25}{1,4} = 2,0 \text{ м,}$$

$$h_{p3} = 2 \cdot 33,6 \cdot \left(\frac{5}{79,3}\right)^{1,34} = 1,7 \text{ м},$$

$$t_{p3} = \frac{1 \cdot 1,7 \cdot 1,25}{1,4} = 1,5 \text{ м},$$

$$l_{пп} = \frac{0,4}{n} \cdot h_c'' = \frac{0,4}{0,033} \cdot 13,6 = 164,9 \text{ м}, \quad (6.56)$$

$$L_p = l_{пп} - l = 164,9 - 15 = 149,9 \text{ м}. \quad (6.57)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Реальный профиль плотины должен удовлетворять двум условиям:

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

Исходя из условия отсутствия растягивающих напряжений на верхней грани и устойчивости плотины против сдвига, ширина подошвы для скального основания:

$$B_{\text{под}} = (0,72 - 0,75) \cdot h = 0,75 \cdot 54,7 = 42,0 \text{ м}, \text{ где} \quad (6.58)$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 165 - 110,3 = 54,7 \text{ м}, \text{ где} \quad (6.59)$$

где $\nabla_{\text{под}}$ - отметка подошвы плотины, определяемая по формуле:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (d + \delta_b + 2) = 121 - (5,73 + 3 + 2) = 110,3 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где 2-толщина удаляемого грунта.

6.3.2 Разрезка плотины на секции

Разрезка плотины на отдельные секции сквозными поперечными температурно-осадочными швами проводится по осям быков. Так же проводится столбчатая разрезка. На скальном основании разрезку проводят по каждому быку. Таким образом, в условиях проекта водосливная плотина имеет 5 однопролетных секций. Ширина секции:

$$b' = b + \delta_g = 8 + 3 = 12 \text{ м}. \quad (6.61)$$

На рисунке 6.2 изображена схема однопролетной секции.

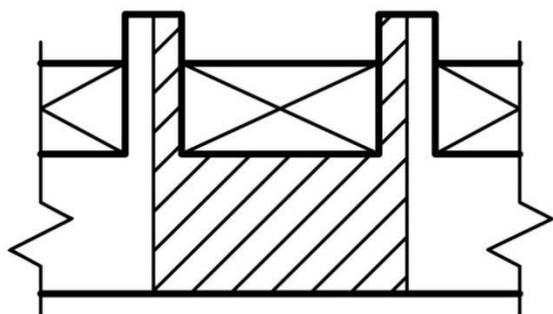


Рисунок 6.2 - схема однопролетной секции

6.3.3 Разрезка плотины на столбы

Разрезы поперек потока (вдоль оси сооружения) образуют в сочетании с секционными разрезами столбы. Столбчатая разрезка с не объемными швами обеспечивает независимое возведение отдельных столбов и позволяет омоноличивать объемные швы при положительных и отрицательных температурах бетона в основных столбах. Размеры блоков бетонирования в плане 21,85 м. Разрезка на блоки служит не только целям разбивки технологии возведения на дискретные (прерывистые) этапы, но и позволяет более эффективно осуществлять меры по предотвращению температурного трещинообразования бетона. С учетом ширины подошвы равной 43,7 м, получается 2 столба по 21,85 м.

6.3.4 Быки

Размеры быков водосбросных плотин следует назначать в зависимости от типа и конструкции затворов, размеры водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкций мостовых пролетных строений.

Быки приняты разрезные с шириной 3 метра.

Гребень быка определяется:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6H_{ст} = 156 + 1,6 \cdot 9 = 170,4 \text{ м.} \quad (6.62)$$

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле бетонных плотин необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи расположены по высоте через 20 м. Ширина галереи 3,0 м, высота 3,0 м.

6.4 Конструирование отдельных элементов подземного контура

6.4.1 Противофильтрационная завеса

Применяются в тех случаях, когда невозможна забивка шпунта вследствие большого количества валунов, прослоек скалы в грунте или когда основание сложено скальными грунтами.

Толщина противофильтрационной завесы δ_3 должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot n}{I_{cr m}} \quad (6.63)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе,

Y_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения,

$I_{cr m}$ – критический градиент напора на завесе следует принимать в зависимости от вида грунтов основания: скальный грунт.

$$\delta_3 = \frac{25,7 \cdot 1,25}{15} = 2,14 \text{ м.}$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах $l_3 = (0.1 - 0.25) B_n$,

где B_n – ширина подошвы плотины.

$$l_3 = 0,12 \cdot 41,0 = 5,2 \text{ м.}$$

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду составляет от 2 м.

6.4.2 Дренажные устройства в основании

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

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 3 м. Глубину скважин принимают $h_{др} = (0,5-0,7)h_3$. Расстояние между дренажными и цементационными скважинами должно быть больше радиуса цементации и не менее 4 м.

$$h_{др} = 0,7 \cdot 34,3 = 24,0 \text{ м.}$$

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

6.5 Расчет фильтрации под плотинной на скальном основании

Расчет фильтрации производится в соответствии с СП 40.13330.2012.

Рассчитаем параметры фильтрационного потока, приведенные на рисунке 6.2.

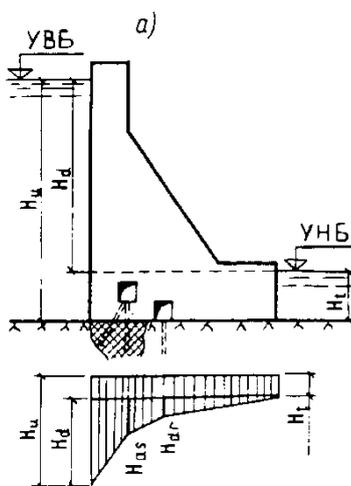


Рисунок 6.2 - Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

а) Расчет для основного случая:

$$H_d = Z_{\text{нпу}} - \text{УНБ}_{\text{min}} = 165 - 122,1 = 42,9 \text{ м}, \quad (6.64)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 42,9 = 17,2 \text{ м}, \quad (6.65)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 42,9 = 8,6 \text{ м}. \quad (6.66)$$

б) Расчет для поверочного случая:

$$H_d = Z_{\text{фпу}} - \text{УНБ}_{\text{max}} = 167 - 130 = 37 \text{ м}, \quad (6.67)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 37 = 14,8 \text{ м}, \quad (6.68)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 37 = 7,4 \text{ м}. \quad (6.64)$$

6.6 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются для основного (нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{\text{сан}}$)) и особого (при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{\text{пов}}$)) сочетания нагрузок и воздействий.

Все площади и плечи высчитаны с помощью программы AutoCAD

Вес плотины на один погонный метр определим как:

$$G_{\Pi} = \frac{S_{\Pi} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} \cdot f = \frac{1117,6 \cdot 8 \cdot 24}{8 + 3} \cdot 0,95 = 18531,8 \text{ кН}, \quad (6.65)$$

где: $\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона плотины,

$$\gamma_{\text{б}} = 24 \text{ кН/м}^3,$$

$\Upsilon f = 0,95$ – коэффициент надежности по нагрузке,

S_{Π} – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина водосливного отверстия, $b=8$ м,

$\delta_{\text{б}} = 3$ – ширина быка,

$$S_{\Pi} = 1117,6 \text{ м}^2,$$

$$\Upsilon_{\Pi} = 7,5 \text{ м}.$$

Вес быка на один погонный метр определим как:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} \cdot f = \frac{1650,8 \cdot 3 \cdot 24}{8 + 3} \cdot 0,95 = 10265,0 \text{ кН}, \quad (6.66)$$

где: $S_{\text{б}}$ – площадь поперечного сечения быка,

$$S_{\text{б}} = 1650,8 \text{ м}^2,$$

$$\Upsilon_{\text{б}} = 10,2 \text{ м}.$$

Определим площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (167 - 156 + 0,5) \cdot 8 \cdot 2 = 184 \text{ м}^2. \quad (6.67)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 184 \cdot \sqrt{184} \cdot 9,81 = 1346,7 \text{ кН}. \quad (6.68)$$

Вес плоского затвора на один погонный метр:

$$Q'_3 = \frac{Q_3}{b} \cdot f = \frac{1346,7}{8} \cdot 0,9 = 151,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.69)$$

Силу гидростатического давления раскладывают на две составляющие: горизонтальную и вертикальную.

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды определяется площадью поперечного сечения тела давления.

Основное сочетание нагрузок.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа:

$$W_B^Г = \rho_B \cdot g \cdot S = 1.0 \cdot 9.81 \cdot 1496,1 \cdot 1,0 = 14676,2 \text{ кН}, \quad (6.70)$$

где: S – площадь эпюры = 1496,1.

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа:

$$W_H^Г = \rho_B \cdot g \cdot S = 1.0 \cdot 9.81 \cdot 69,6 \cdot 1.0 = 683,0 \text{ кН}, \quad (6.71)$$

где: S – площадь эпюры = 69,6.

Особое сочетание нагрузок.

Горизонтальная составляющая со стороны верхнего бьефа:

$$W_B^Г = \rho_B \cdot g \cdot S = 1.0 \cdot 9.81 \cdot 1607,5 \cdot 1,0 = 15769,0 \text{ кН} \quad (6.72)$$

где: S – площадь эпюры = 1607,5.

Горизонтальная составляющая со стороны нижнего бьефа:

$$W_H^Г = \rho_B \cdot g \cdot S \cdot \gamma_f = 1.0 \cdot 9.81 \cdot 194,1 \cdot 1,0 = 1903,6 \text{ кН} \quad (6.73)$$

где: S – площадь эпюры = 194,1

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{ВЗВ}^{\text{осн}} = h_1 \cdot \rho_B \cdot g = 11.8 \cdot 1.0 \cdot 9.81 \cdot 1.0 = 115.8 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 122,1 - 110,3 = 11,8 \text{ м.}$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{ВЗВ}^{\text{осб}} = h_2 \cdot \rho_B \cdot g = 19.7 \cdot 1.0 \cdot 9.81 \cdot 1.0 = 193.3 \text{ кН}, \quad (6.75)$$

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\max}} - \nabla_{\text{под}} = 130.0 - 110,3 = 19.7 \text{ м.}$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

$$W_{\Phi}^{\text{осн}} = S_{\Phi}^{\text{осн}} \cdot \rho_B \cdot g \cdot \gamma_f = 348.8 \cdot 1.0 \cdot 9.81 \cdot 1.0 = 3421.7 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

где $S_{\phi}^{оч}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, $S_{ВЗВ}^{оч} = 348.8 \text{ м}^2$.

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\phi}^{очб} = S_{\phi}^{очб} \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot \gamma_f = 361.7 \cdot 1.0 \cdot 9.81 \cdot 1.0 = 3548.3 \text{ кН} \quad (6.77)$$

где $S_{\phi}^{очб}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, $S_{ВЗВ}^{очб} = 361.7 \text{ м}^2$.

Давление наносов на вертикальную грань.

$$p_{н} = c_{н} \cdot h_{н} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_1}{2} \right), \quad (6.78)$$

$$p_{н} = 9 \cdot 4 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 8,83 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_{н} = 9 - 13 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $h_{н} = 2 \text{ м}$ – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна,
 $\varphi_1 = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.П. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_0 \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.79)$$

где γ_0 – удельный вес воды,

$\bar{\lambda} = 23,4$ – средняя длина волны,

$h_{1\%} = 2,14$ – высота волны 1%-ой обеспеченности,

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}. \quad (6.80)$$

Плечо силы волны относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} \quad (6.81)$$

Основное сочетание нагрузок и воздействий.

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,14^2}{23,4} = 0,61 \text{ м,}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 2,14 \cdot \left(\frac{23,4}{3,14} + \frac{0,61}{2} \right) = 81,6 \text{ кН,}$$

$$y = \frac{23,4}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,14 = 2,93.$$

Особое сочетание нагрузок и воздействий.

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 1,49^2}{18,5} = 0,38 \text{ м,}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,49 \cdot \left(\frac{18,5}{3,14} + \frac{0,38}{2} \right) = 44,5 \text{ кН,}$$

$$y = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{14,2}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,17 = 2,38. \quad (6.82)$$

6.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

В расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+».

Составляем таблицу 6.2, в которую вносим все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. В результате чего определяем напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

В таблице 6.2 представлены нагрузки действующие на плотину.

Таблица 6.2 - нагрузки, действующие на плотину.

Сила	yf	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила	Плечо	Момент	Сила	Плечо	Момент
W1	1	→	14676,2	18,2	267106,8	15769,0	18,8	296457,2
W2	1	←	683,0	3,6	-2472,5	1903,6	6,6	-12601,8
Wвзв	1	↑	115,8	0,0	0,0	193,3	0	0
Wфил	1	↑	3421,7	7,0	23951,9	3548,3	6,0	21289,8
Wволн	1	→	83,0	55,3	4859,9	44,5	57,8	2573,9
Gпл	0,95	↓	16918,4	7,5	-126888,2	16918,4	7,5	-126888,2
Gбык	0,95	↓	9546,2	10,2	-97370,8	9546,2	10,2	-97370,8
Енан	1,2	→	10,6	14,9	157,6	10,6	14,9	157,6
Qз	0,95	↓	151,5	21,9	-3310,3	151,5	21,9	-3310,3
Епн	1,2	←	44,3	0,5	-73,2	44,3	0,5	-73,2
Еав	0,8	→	395,3	3,6	1423,1	395,3	3,6	1423,1
ΣN		↑	23078,6			22874,5		
ΣM			67114,4			81499,7		

Расчет напряжений представлен в таблицы 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет напряжений

Основное сочетание нагрузок, кН/м ²			Особое сочетание нагрузок, кН/м ²		
Напряжения, кПа	Верховая грань	Низовая грань	Напряжения, кПа	Верховая грань	Низовая грань
σ _y	-323,3	-802,4	σ _y	-267,7	-848,8
σ _x	-547,0	-628,6	σ _x	-567,0	-685,9
τ _{xy}	0,00	-521,6	τ _{xy}	0,00	-488,9
σ ₁	-323,3	-107,0	σ ₁	-267,7	-197,0
σ ₃	-547,0	-120,3	σ ₃	-567,0	-64,5

В приведенных формулах изгибающий момент по часовой стрелке принят со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «-»; нормальные растягивающие силы и напряжения приняты со знаком «+», сжимающие – со знаком «-». Эпюра основных сочетаний нагрузок представлена в приложении Ж. Эпюра особых сочетаний представлена в приложении И.

6.8 Критерии прочности плотины

После расчета напряжений в контактном сечении необходимо проверить сооружение на соблюдение ряда условий для основного и поверочного случаев.

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.83)$$

где $R_b = 11700 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$ – расчетное сопротивление бетона сжатию,

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению,

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного,

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

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

Расчет критериев прочности проводится для основного и особого сочетания нагрузок, и сведен для обоих случаев в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Критерии прочности

№ критерия	Основное сочетание нагрузок	Особое сочетание нагрузок
1	$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b$	
	$1,25 \cdot 1 \cdot -547,0 \leq 1 \cdot 11700$	$1,25 \cdot 1 \cdot -567,0 \leq 1 \cdot 11700$
2	$\sigma_y^u < 0;$	
	$323,3 < 0$	$267,7 < 0$
3	$ \sigma_y^u \geq 0,25 \gamma_w H_d^u$	
	$ -449,6 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 54,7$	$ -267,7 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 6056,7$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.9 Обоснование устойчивости плотины

Расчет устойчивости сооружения на скальном основании следует проводить по схеме плоского сдвига для поверхностей сдвига, проходящих по:

- 1) Трещинам в массиве основания $\gamma_c = 1,0$.
- 2) Контакту скала-бетон и в массиве основания частично по трещинам, частично по монолиту $\gamma_c = 0,95$.

Основное сочетание нагрузок:

$$R = (16918,4+9546,2+151,5-3421,7-115,8) \cdot 0,7+146,3 \cdot 0,7+100 \cdot 41,0 = 20357,4 \text{ Н/м.}$$

$$F = 14676,2-683,0+83,0+10,6+395,3 = 14482, \text{ Н/м.}$$

$$\frac{20357,4 \cdot 0,95}{14482,1 \cdot 1,0} > 1,25,$$

1,34 > 1,25 – условие выполняется.

Особое сочетание нагрузок:

$$R = ((16918,4+9546,2+151,5-3548,3-193,3) \cdot 0,7+146,3 \cdot 0,7+100 \cdot 41 = 20214,6 \text{ Н/м.}$$

$$F = 15769,0-1903,6+44,5+10,6+395,3 = 14315,8 \text{ Н/м.}$$

$$\frac{20214,6 \cdot 0,95}{14315,8 \cdot 0,9} > 1,25,$$

1,48 > 1,25 – условие выполняется.

Так как, оба условия выполняются, значит что плотина соответствует всем требованиям устойчивости против сдвига.

6.10 Проектирование грунтовой плотины

В створе Усинской ГЭС находится доломит и гравий. Это и будет определяющим фактором при выборе материала для боковых призм грунтовой плотины. В качестве противодиффузионного элемента будет использоваться асфальтобетонная диафрагма. Исходя от материала, находящегося в створе, плотина будет неоднородной, из скального грунта с

асфальтобетонной диафрагмой.

Заложение откосов грунтовой плотины принимаем по плотине аналогу Вилюйская ГЭС:

- Заложение верхового откоса $m_1 - 1:1,5$;
- Заложение верхового откоса $m_2 - 1:1,5$.

Ширина по гребню составляет $b = 15$ м принята из условия устройства на нем автомобильной дороги II категории.

На верховой грани устраивается одна берма расположенная на высоте $h = 2 \cdot h_{1\%}$ расположенная от отметки УМО. Берма необходима для упора крепления (защита от льда и волнового воздействия).

На низовой грани располагаются через каждые 15 м. Бермы необходимы для визуальных наблюдений и вывода КИА.

Между упорными призмами и противотрационным устройством предусматриваются переходные слои которые будут состоять из щебня с учетом обратного фильтра, их толщина составляет 3 м.

6.11 Расчет устойчивости низового откоса

Проверка устойчивости откоса сводится к определению коэффициента устойчивости (K_y).

Устойчивость откоса обеспечивается, если удовлетворяется условие:

$K_y > \gamma_n$, где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности для сооружения I класса;

При расчете устойчивости низового откоса грунтовой плотины рассматривают плоскую задачу, предполагая, что обрушение откоса произойдет по некоторой заранее заданной кругло-цилиндрической поверхности.

Задача расчетов сводится к поиску этой поверхности и определению наименьшего коэффициента устойчивости.

Основным расчетным случаем при определении устойчивости низового откоса является тот, при котором в ВБ отметка НПУ, в теле плотины установившаяся фильтрация, а глубина в НБ соответствует $Q_{\text{осн. max}}$.

При расчетах вручную можно ограничиться тремя поверхностями скольжениями:

Из середины низового откоса проводим два луча один вертикально второй по углом 85° , затем из центра низового откоса радиусами R_n и R_b очерчиваем дуги получая пятиугольник в пределах которого стоит назначать центры кривых скольжения.

Радиусы R_n и R_b зависят от заложения низового откоса и высоты плотины.

При заложении низового откоса $m_2 = 1.5$.

Центры наиболее опасных поверхностей скольжения располагаются по линии bO , на которой в первую очередь и выбираем несколько центров O, O_1, O_2, O_3 . Вычислив подобным способом для поверхностей скольжения с

центрами в других точках O_1, O_2, O_3 коэффициенты запаса устойчивости, находим центр с наименьшим K_y .

После нанесения на схему плотины кривой обрушения полученную призму обрушения разбиваем вертикальными линиями на отсеки.

Нумеруем каждый отсек. При этом вертикаль, проведенная из центра поверхности обрушения O , совпадает с осью «0» отсека.

На отсек действуют силы:

- Собственный вес грунта отсека G_n : его касательная составляющая является сдвигающей силой, и она равна $G_n \cdot \sin \alpha$, а нормальная составляющая $G_n \cdot \cos \alpha$ является удерживающей силой.
- Сила сцепления, возникающая на подошве массива обрушения.

Эта сила является удерживающей силой против обрушения. Взвешивающее давление воды P действует на подошву поверхности скольжения и уменьшает удерживающую силу $G_n \cdot \cos \alpha$. Расчет сил производится в условиях плоской задачи.

$$G_n = (h_{1n} \gamma_{1n} + h_{2n} \gamma_{2n} + h_{3n} \gamma_{3n}) b_n, \quad (6.84)$$

b_n – ширина отсека;

h_{1n} – высота слоя в отсеке от откоса до кривой депрессии;

γ_{1n} – удельный вес грунта тела плотины в состоянии естественной влажности в отсеке;

h_{2n} – высота слоя в отсеке от кривой депрессии до кривой обрушения;

γ_{2n} – удельный вес грунта тела плотины в водонасыщенном состоянии в отсеке;

h_{3n} – высота слоя в отсеке от подошвы плотины до кривой обрушения;

γ_{3n} – удельный вес грунта основания плотины в водонасыщенном состоянии в отсеке.

Расчет устойчивости производится по следующей формуле:

$$k_s \leq \frac{\gamma_c \left(\sum [(G_n \cos \alpha_n - P_n) \operatorname{tg} \varphi_n + c_n b_n / \cos \alpha_n] + W_{\text{нб}} \frac{r_1}{R} \right)}{\gamma_{lc} \sum G_n \sin \alpha_n + W_{\text{вб}} \frac{r_2}{R}}, \quad (6.85)$$

где γ_{cd} – коэффициент условий работы;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок.

Физико – механические свойства грунта:

Для камня: $\gamma_{\text{ест}} = 20,5$, $n = 0,25$, $C = 0$ кПа.

Все данные и расчеты сводим в таблицы 6.5, 6.6 и 6.7.

Таблица 6.5 – Свод полученных данных

№отс.	h_1	h_2	G_n	$\cos\alpha$	$\sin\alpha$	$G_n \cdot \cos\alpha$	$G_n \cdot \sin\alpha$	P_n	7-9	$11 \cdot \operatorname{tg}\alpha$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12
0	3,86	0	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	10,54	8	3796,0	0,99	0,14	3759,1	528,3	2220,5	1538,6	1538,6
2	14,91	5,25	4434,5	0,96	0,28	4262,7	1222,3	2487,3	1775,4	1775,4
3	17,94	0,66	4463,5	0,91	0,42	4045,3	1886,4	0,00	4045,3	4045,3
4	18,49	0	4495,5	0,83	0,56	3726,8	2513,8	0,00	3726,8	3726,8
5	16,23	0	3946,0	0,71	0,71	2790,2	2790,2	0,00	2790,2	2790,2
6	8,77	0	2132,3	0,53	0,85	1129,9	1808,3	0,00	11,29,9	11,29,9
						Σ	10749,3		15006,3	

Кривая скольжения представлена на рисунке 6.3.

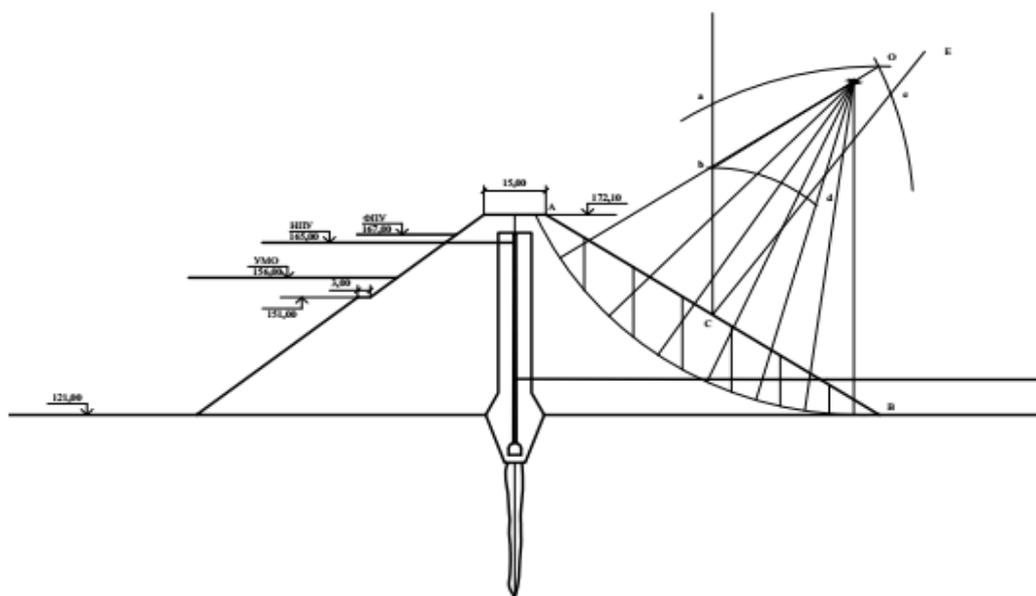


Рисунок 6.3 – Первая кривая скольжения низового откоса

Кривая скольжения представлена на рисунке 6.4.

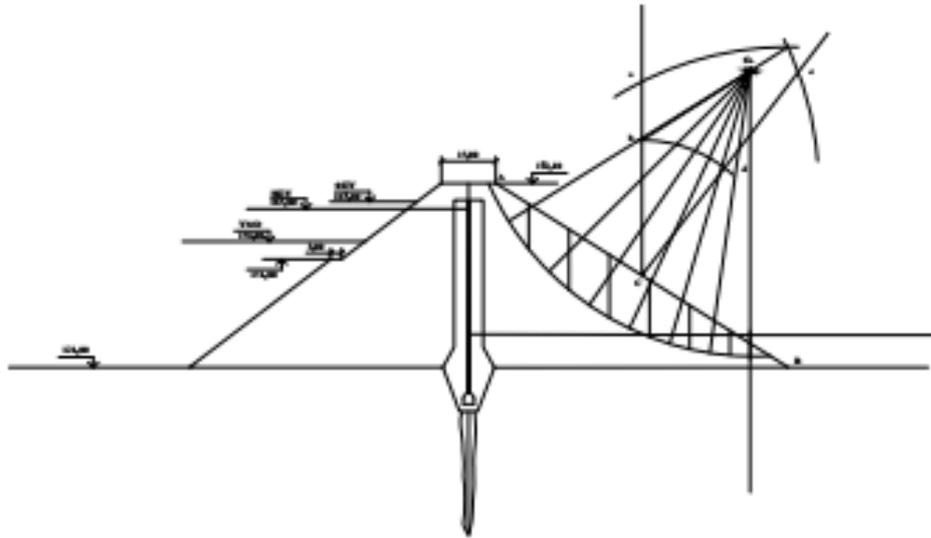


Рисунок 6.4 – Вторая кривая скольжения низового откос

Кривая скольжения представлена на рисунке 6.5.

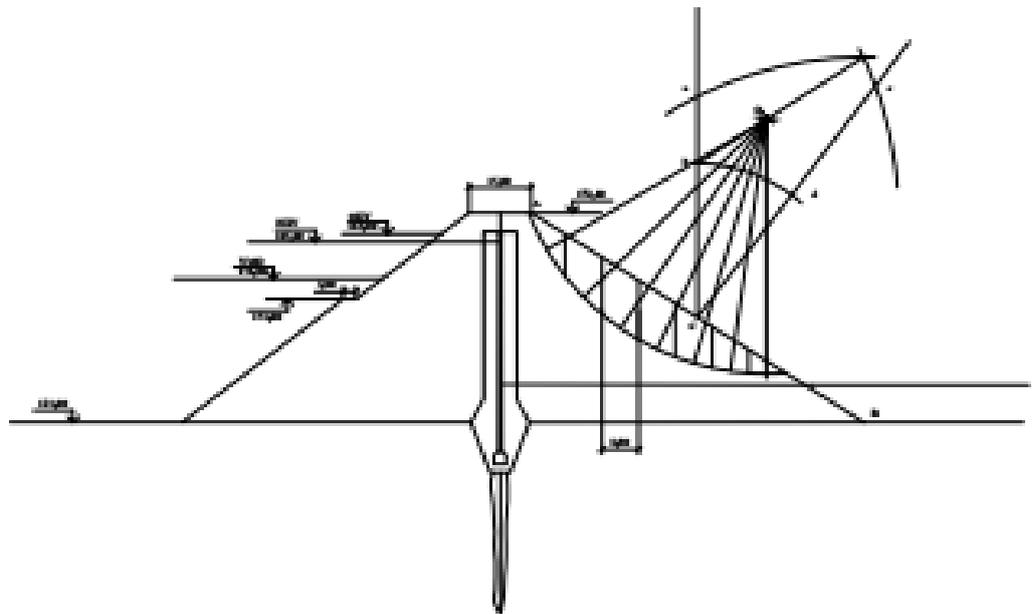


Рисунок 6.5 – Третья кривая скольжения низового откоса

Минимальный коэффициент устойчивости $K_{уст} = 1,37$, соответствует нормативному значению коэффициента надежности по ответственности, что указывает на устойчивость низового откоса грунтовой плотины и оползанию.

6.12 Расчет пропуска основного максимального расхода через донные отверстия

Количество донных отверстий и их размеры назначают в зависимости от числа секций в плотине, ширины пролетов и величины пропускаемого расхода.

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО}, \quad (6.86)$$

где $H_{\text{во}}$ – напор над центром выходного отверстия,
 $\omega_{\text{во}}$ – площадь выходного отверстия,
 μ – коэффициент расхода.

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 8 \cdot 8 = 64 \text{ м}^2. \quad (6.87)$$

где b – ширина водосливных отверстий равная 8 м;
 h – высота водосливных отверстий равная 8 м.
Количество донных отверстий равно 4.
Сумма площади входных отверстий:
 $\mu = 0,82$.

7 Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС.

Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, проведение капитальных ремонтов, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Усинской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерениях с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.2 Пожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара трансформаторов, генераторов, в помещениях ГЭС: кабельных секциях, кабельных галереях, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства, аппаратных, серверных, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других бытовых и технологических помещениях ГЭС.

Данная система интегрируется в состав станционного (верхнего) уровня управления как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и

запуск систем водяного, газового или порошкового пожаротушения - в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка, информирование персонала и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защиты;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и других устройств автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему оповещения (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, на сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль, за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТДЦ-400000/220-73У1, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла. Пуск АПТ трансформатора производится в автоматическом режиме (при срабатывании диф. защиты или второй ступени газовой защиты трансформатора), а также ручной командой от кнопки, расположенной на ЦПУ. При этом формируются команды на отключение трансформатора, затем сигнал на тушение- то есть открытие соответствующей задвижки для подачи воды. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевой трубопровод, на котором вертикально устанавливаются дренчерные оросители, распыление воды обеспечивает не только тушение пламени, а в первую очередь охлаждение корпуса трансформатора.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов для подачи воды к месту возгорания, включая запорно-пусковые устройства. Каждый объект оснащается системой автоматического пожарного обнаружения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском тушения очага пожара и системой оповещения персонала о пожаре.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Усинской ГЭС будут предусмотрены специальные организационные и технические мероприятия. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности, назначение ответственных за противопожарное состояние помещений, огнетушащих аппаратов, средств пожаротушения.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;

Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;

Проведение противопожарных тренировок;

Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения располагаются в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях размещены различные пожарные датчики, системы автоматического пожаротушения или пожарной сигнализации. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах Усинской ГЭС мощностью 150 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения, локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью предусмотрена система автоматического газового и порошкового пожаротушения (АГПТ, АППТ).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.3 Охрана труда

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается служба охраны труда и производственного контроля (СОТиПК).

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

Создание службы охраны труда;

Проведение аттестации рабочих мест;

Проведение инструктажа с сотрудниками организации;

Разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Все работы при строительстве Усинской ГЭС: проектировании, монтаже основного и вспомогательного оборудования должны соответствовать действующим строительным нормам и правилам (СНиП), нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям речного регистра Российской Федерации, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), Правилам пожарной безопасности и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, осуществляющие оперативные переключения, организацию и выполнение строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, утвержденных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) предприятия.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам проведения работ при эксплуатации гидротехнических сооружений, и получит необходимые инструктажи для безопасного проведения работ, пройдет проверку знаний и получив удостоверение, получит право на проведение этих работ.

Электроустановки Усинской гидроэлектростанции должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и 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 работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений, 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.

7.4 Мероприятия по охране природы

Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Водохозяйственное строительство вообще и гидротехническое в частности, является активным вторжением человека в сложившиеся санитарно-гигиенические и экологические условия каждого конкретного региона. При создании водохранилищ резко изменяются гидрологический и гидравлические режимы водотоков и в связи с этим условия осуществления процессов естественного самоочищения.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории, в период начала строительства входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов предприятий, зданий и сооружений, подлежащих сносу;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений;
- подготовка прибрежных участков водохранилища около населенных пунктов – санитарных зон.

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

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Согласно СанПиН 3907-85:

«3.2.1. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефов), подтопления и берегоразрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП II-60-75 “Планировка и застройка городов, поселков и сельских населенных пунктов” и СНиП 2.06.15-85 “Инженерная защита территории от затопления и подтопления”.

3.3.1. Санитарная подготовка территории, подлежащей затоплению, должна проводиться в целях обеспечения формирования надлежащего качества воды в водохранилища как источников хозяйственно-питьевого водоснабжения;

санитарная подготовка прибрежных полос - для использования их населением в культурно-оздоровительных целях.

3.4.2. На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

3.4.3. Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке.

3.4.5. Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом.

3.4.6. Очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов. Промышленные отходы предприятий вывозят транспортом на специальные сооружения или полигоны. Территория кожевенных заводов, предприятий по мойке шерсти, боен, утильзаводов по переработке трупов павших животных, складов ядохимикатов, горючесмазочных материалов, хранилищ токсичных и других опасных в санитарном отношении отходов подлежит дезинфекции, дегазации и дезактивации в соответствии с указаниями п. 3.4.5 и действующими нормативными документами с последующим снятием слоя грунта до чистого (по данным лабораторных исследований, вывозом его за пределы зоны санитарной очистки, обезвреживанием или захоронением в местах, согласованных с санитарно-эпидемиологической службой).

3.4.7. Территория ложа водохранилища должна обрабатываться особенно тщательно. Выгреба уборных после вывоза нечистот дезинфицируются сухими препаратами ДТС ГК или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом. Навоз, свалки, отходы производства удаляются за зону затопления со снятием слоя грунта до чистого.

3.4.8. Скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие), как функционирующие так и нефункционирующие, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

3.5. Очистка от древесной и кустарниковой растительности.

3.5.1. Для водохранилища с коэффициентом водообмена более 6 очистке от древесной и кустарниковой растительности подлежит территория сработки

водохранилища от уровня воды или НПУ до максимальной сработки плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

3.5.2. В местах, предназначенных для строительства водозаборных сооружений, территория ложа водохранилища в пределах от НПУ до максимальной сработки и на 2 м ниже, радиусом 3 км от места водозабора должна быть очищена от всей древесной растительности вровень с землей.

3.6. Мероприятия в местах захоронений.

3.6.1. Все кладбища и другие места захоронений, попадающие в зону постоянного или временного затопления, подтопления и берегообрушения подлежат закрытию.

3.6.3. Кладбища, расположенные в пределах затопления весенним половодьем вероятностью превышения 5 % и более до уровня максимальной сработки плюс 2 м ниже, а также в зоне прогнозируемого переформирования берега и в местах, предназначенных для водозаборных сооружений, подлежат обязательному переносу. Территория захоронений, в зоне мертвого объема водохранилища, ниже УМО, освобождается от строений, могильных знаков и деревьев. Дерновый покров сохраняется.

3.6.3. Скотомогильники, расположенные в пределах постоянного и временного затопления, в зоне сработки плюс 2 м ниже и в зоне берегообрушения, подлежат переносу.

3.6.4. Перенос трупов и останков с кладбищ производится под контролем органов государственного санитарного надзора».

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, укрепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Выработка электроэнергии на гидроэлектростанции связана с использованием возобновляемого ресурса – движущейся воды, поэтому на ней отсутствуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и не образуются отходы производства, как золошлакоотвалы на ТЭС или отработанное ядерное топливо на АЭС.

Вместе с тем, для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение технических масел, что приводит к появлению

замасленных стоков. Кроме того, для обеспечения собственных нужд объекта требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

В составе очистных сооружений замасленных стоков предусматриваются отстойники, фильтры, насосное оборудование для промывки фильтров, откачки загрязненного масла с последующим его использованием или утилизацией и перекачкой (выпуском) очищенного стока в нижний бьеф. Отстойники принимаются с числом секций не менее двух. Конструкция отстойника предусматривает улавливание и аккумуляцию залповых выбросов масла при авариях (пожаре), отвод всплывающих нефтепродуктов в отдельную емкость с выпуском отстоенных (осветленных) сточных вод на фильтры.

Фильтры применяем заводского изготовления двух ступеней (грубой и тонкой очистки) с доведением конечного содержания нефтепродуктов в очищенной воде до 0,05 мг/л согласно требованиям санитарных норм для выпуска в водоем рыбохозяйственного значения.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

8 Технико-экономические показатели строительства ГЭС

Основной продукцией Усинской ГЭС является электроэнергия и мощность. Посредством технико-экономических показателей рассчитаем экономическую целесообразность строительства ГЭС.

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

С учетом плана реализации проекта строительства Усинской ГЭС, величины установленной мощности, и числа часов использования установленной мощности, проведем оценку реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации Усинской ГЭС на реке Уса.

Данные представлены в таблице 8.1.

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	900	900	900	900	900
Число часов использования установленной мощности	Часы	6800	6800	6800	6800	6800
Выработка электроэнергии	МВт*ч	3738000	3780000	3780 000	3780 000	3780 000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	37 800	37 800	37 800	37800	37 800
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	3742200	3742200	3742200	3742200	3742200
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	876	962	1003	1039	1072
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	51,6	55,5	59,4	63,3	67,2
НДС к выручке	млн.руб.	7,8	8,2	9,6	10,2	11,7

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» 2017-2042.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО«РусГидро» от 16.01.2017 № 9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	243,8	23,8
Прочие	264,0	25,8
Итого по ГЭС		49,6

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

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25 лет	0,08
Свыше 26 лет	0,1

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с Едиными сценарным условиями ПАО«РусГидро», результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38 тыс. руб./МВт	21,74
АО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,93
АО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	0,54
Итого	–	10,69

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Уса 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				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	125,2	153,7	155,2	155,2	155,2
Расходы на страхование, млн.руб.	32,4	38,4	34,3	30,2	26,1
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	78,3	169,9	169,9	169,9	169,9
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	6,7	8,0	7,1	8,5	7,3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	21,8	91,7	91,7	91,7	91,7
Налог на воду, млн.руб.	5,2	7,6	16,8	16,8	16,8
Итого, млн.руб.	269,6	469,3	475,0	472,3	467,0

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1– Структура текущих затраты по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Усинской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 18%;

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 2021-2025 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	333,84	349,72	325,0	364,54	384,61
НДС, млн.руб.	68,99	389,37	402,03	419,42	434,12
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	5,36	5,36	5,36	5,36	5,36
Налог на имущество, млн.руб.	73,22	68,40	60,02	52,21	44,39

Итого, млн.руб.	481,41	812,85	792,41	841,53	868,48
-----------------	--------	--------	--------	--------	--------

Сумма налогов на прибыль от продажи электроэнергии растёт, так как растёт выручка по годам в соответствии с ценами из «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль – это разница между доходами генерирующей компании и её расходами. Доход формируется преимущественно от реализации электроэнергии, а расходы – это затраченные средства и другие финансовые отчисления. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7. Чистая прибыль по годам эксплуатации представлена на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	423,2	1700,8	2018,7	2095,7	2169,3
Текущие расходы, млн.руб.	195,4	776,1	940,3	954,9	949,4
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	227,7	924,7	1078,3	1140,8	1219,9
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	227,7	924,7	1078,3	1140,8	1219,9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	45,5	184,9	215,6	228,1	243,9
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	182,1	739,7	862,7	912,6	975,9
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

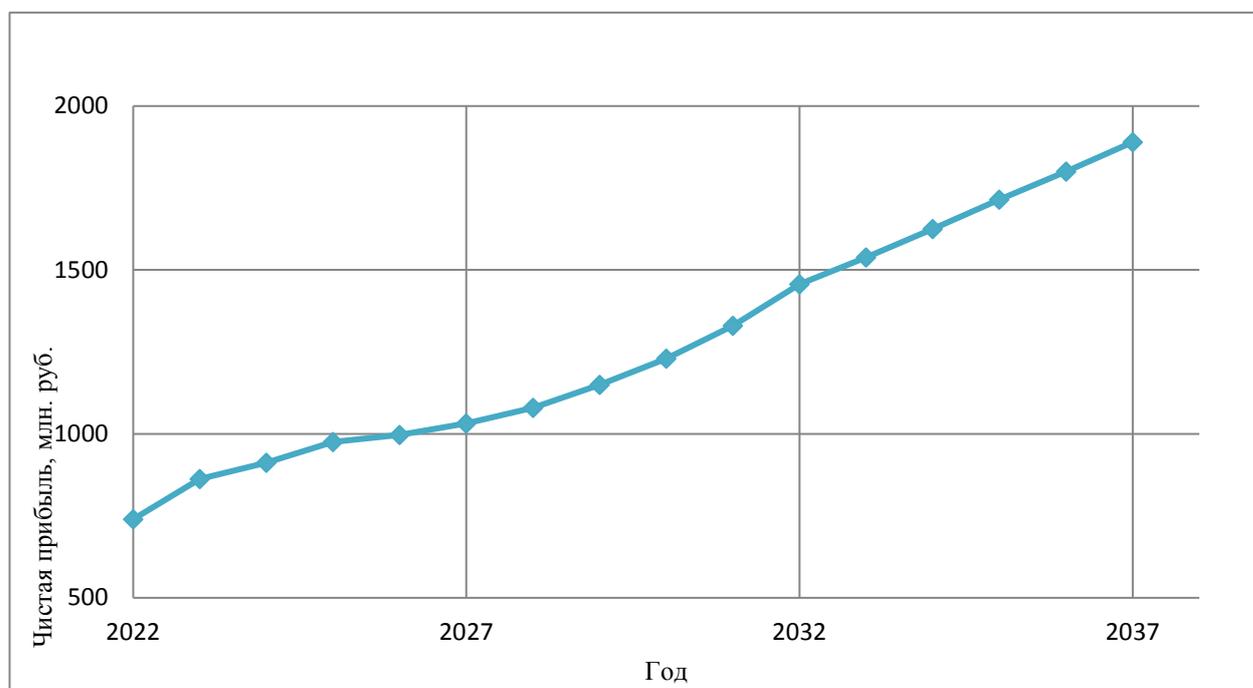


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Сумма прибыли с каждым годом эксплуатации ГЭС увеличивается, так как увеличиваются тарифы на электроэнергию и мощность, согласно «Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9 .

8.5 Оценка инвестиционного проекта

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

8.5.1 Методология, исходные данные

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

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

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

Период прогнозирования для Усинской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года. Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Усинская ГЭС на реке Уса»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB	80
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	4486,0
Индекс прибыльности – PI	1,33
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,24
Удельные капиталовложения, млн.руб/Мвт	19524,0

Показатели эффективности соответствуют нормам.

8.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств. К притокам бюджетных средств относятся приток от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджет

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн.рублей	469,3	555,2	885,9	909,6	943,3
В региональный бюджет, млн.рублей	355,1	437,4	773,6	801,1	838,6
Итого налоговых поступлений, млн.рублей	113,9	117,6	112,0	108,3	104,5

Сумма налоговых отчислений растёт, так как растёт выручка от продаж электроэнергии.

8.6 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;

- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат на строительство;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) – возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) – неопределенность объемных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимые для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночные	Объем продаж
Капитальные	Капитальные затраты
Операционные	Операционные расходы

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

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины PI (индекс доходности) к изменениям:

- а) Объем инвестиций;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение индекса прибыльности PI в зависимости от изменения объема инвестиций представлено на рисунке 8.3.

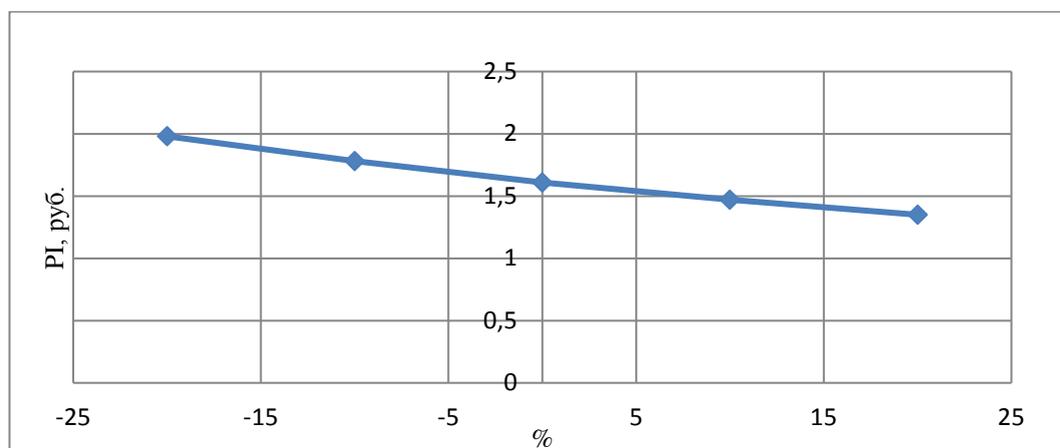


Рисунок 8.3 - Изменение PI в зависимости от изменения объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций влечёт уменьшение величины

PI.Изменение PI, в зависимости от изменения цены сбыта, представлено на рисунке 8.4.

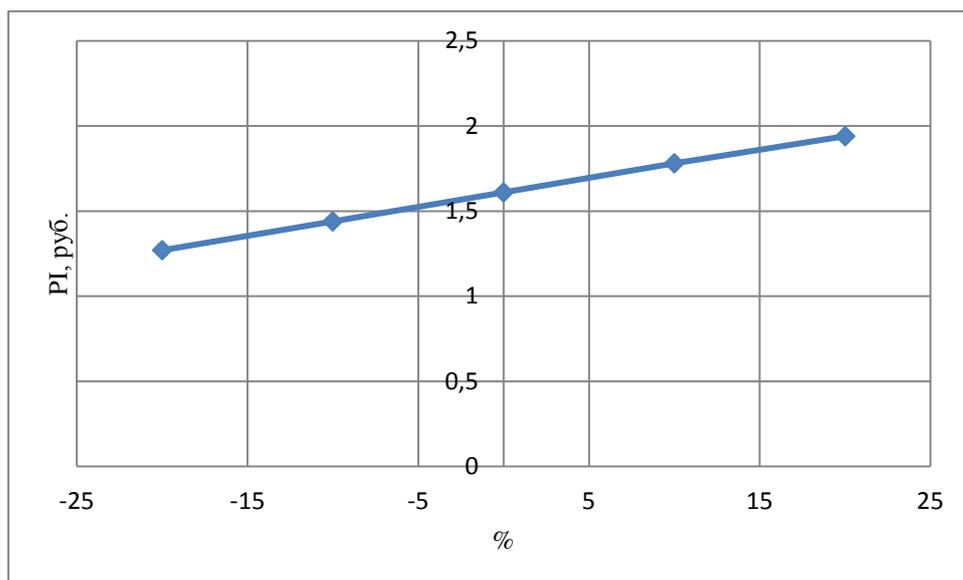


Рисунок 8.4 - Изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта

Увеличение цены сбыта влечёт увеличение величины PI.

Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования представлено на рисунке 8.5

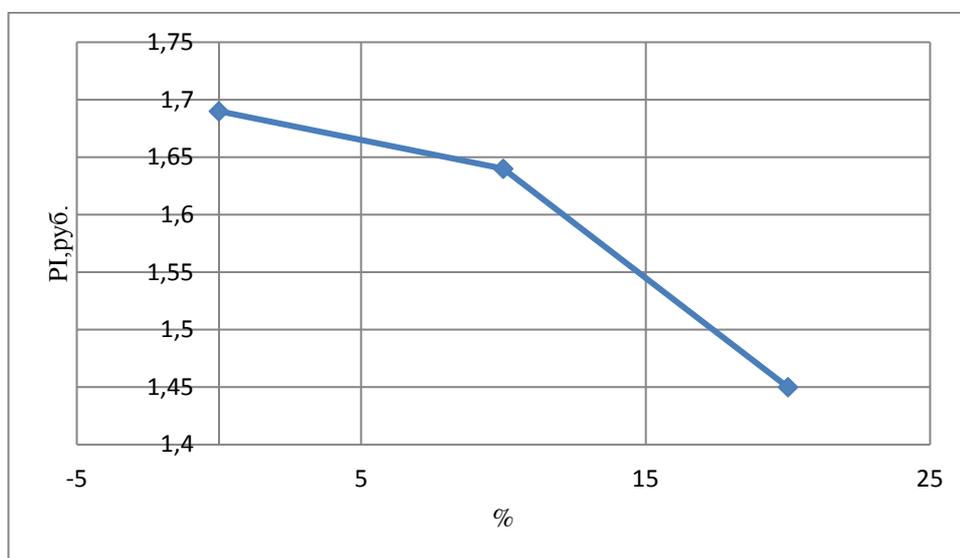


Рисунок 8.5 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования влечёт уменьшение величины PI.

Можно сделать вывод, что представленный проект Усинской ГЭС на реке Уса, установленной мощностью 900 МВт с экономической точки зрения целесообразен и экономически оправдан.

Данный вывод может быть сделан на основе следующих полученных показателей:

$NPV = 4486,0$ млн.руб.

$PI = 1,33$

Себестоимость электроэнергии $0,24$ руб./кВт·ч

Удельные капиталовложения $19524,0$ млн.руб/МВт.

9 Гидромеханические защиты гидроагрегата. Принцип действия, нормы и требования

9.1 Требования к гидромеханическим защитам гидроагрегата

На ГЭС при работе гидроагрегатов должен производиться непрерывный контроль за состоянием гидромеханической части гидроагрегата и формирование команд на его автоматическую остановку при возникновении режимов и неисправностей, угрожающих повреждением оборудования.

Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть полностью автоматизированы. Система автоматического управления гидроагрегатом предназначена для реализации функций управления работой основного и вспомогательного оборудования, технологических защит, мониторинга и контроля.

Система автоматического управления и регулирования гидроагрегата обеспечивает автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегата, в том числе автоматический аварийный останов, защиту гидроагрегата при неисправности его гидромеханической части, выдачу аварийных и предупредительных сигналов о ненормальных режимах работы гидроагрегата.

Полностью автоматизированными могут считаться гидроагрегаты, пуск и останов которых осуществляются от одного командного импульса, подаваемого дежурным персоналом или управляющими автоматическими устройствами.

Алгоритмы работы защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования и действующими нормативными документами. Значения уставок и выдержек времени срабатывания защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования и проектной организацией.

Защита и сигнализация обеспечивают своевременное выявление неисправностей в работе оборудования ГЭС, оповещение оперативного персонала об этом и отключение или полный останов гидроагрегата при развитии неисправностей до состояния, угрожающего целостности оборудования.

На ГЭС имеются две системы сигнализации: аварийная и предупредительная. Аварийная сигнализация включается при срабатывании гидромеханических защит, действующих на отключение и останов гидроагрегата. Предупредительная сигнализация действует в случаях срабатывания всех видов гидромеханических защит, не действующих на остановку турбины.

Важно своевременно обнаружить неисправности в работе оборудования и принять меры к предотвращению развития аварии. Поэтому необходимо следить за тем, чтобы устройства автоматического управления и контроля всегда были включены в работу.

Условия для эксплуатации и технического обслуживания системы автоматического управления гидроагрегатами ГЭС должны быть изложены в Инструкции по эксплуатации, которая утверждается первым заместителем директора – главным инженером гидроэлектростанции и находится на рабочих местах персонала, обслуживающего САУ ГА и оперативного персонала станции.

9.2 Состав оборудования и основные функции

Система автоматического управления гидротурбины состоит из:

- Электрогидравлического регулятора скорости/мощности;
- Маслонапорной установки;
- Системы автоматики гидротурбины;
- Системы аварийного закрытия НА.

САУ ГА выполнена на базе программно-технического комплекса автоматического управления гидроагрегатом (ПТК АУГ)

В систему автоматизированного управления (САУ) гидроагрегатом входят следующие устройства: ПТК АУГ, ПТК ВК, СТК-240, датчики и исполнительные механизмы.

Система автоматизированного управления гидроагрегатом предназначена для:

- пуска гидроагрегата в режимы:
 - «Холостой ход турбины» (ХХТ),
 - «Холостой ход генератора» (ХХГ),
 - «Генераторный режим нормальный» (ГРН),
 - «синхронный компенсатор» (СК).
- включения генератора в сеть методом автоматической точной синхронизации;
- перевода гидроагрегата из одного режима работы в другой;
- нормальной остановки агрегата;
- гидромеханических защит и аварийной остановки гидроагрегата;
- выдачи аварийных, предупредительных и режимных сообщений.

В систему регулирования гидроагрегатом входит следующее оборудование: ПТК ЭГР (ЭГР МП), колонка ЭГР, трубопроводы, сервомоторы, регулирующее кольцо, направляющий аппарат, золотник аварийного закрытия.

Система регулирования гидроагрегатом предназначена для:

- автоматического программного пуска гидроагрегата и вывод его на подсинхронную частоту вращения или на частоту энергосистемы;
- стабилизации частоты вращения при работе на холостом ходу или на изолированную нагрузку;
- поддержания заданного уровня активной мощности;

- плавного (без толчков и гидроударов в маслопроводах) перемещения регулирующих органов при изменении мощности гидроагрегата;
- выполнения гарантий регулирования;
- устойчивой работы гидроагрегата во всех режимах;
- участия в первичном регулировании частоты в энергосистеме;
- обеспечения нормальной остановки агрегата;
- технологических защит гидроагрегата;
- аварийной остановки гидроагрегата;
- измерения и контроля параметров работы гидротурбины и передачи измеренных параметров и дискретных сигналов в ПТК АУГ;
- сигнализации неисправностей;
- открытия и закрытия направляющего аппарата.

Нормальный останов гидроагрегата производится на автоматическом или ручном управлении.

После останова гидроагрегат должен находиться в состоянии, обеспечивающем готовность его к новому пуску.

9.3 Контроль нормального состояния оборудования

Оборудование САУ ГА находится в оперативном управлении НСС ГЭС.

В нормальном режиме не должно быть предупредительных и аварийных сигналов на панельном компьютере ПТК АУГ.

Положение переключающих устройств должно соответствовать режиму работы оборудования и меткам нормального положения переключающих устройств, расположенных в ПТК АУГ.

Осмотр оборудования САУ ГА должен осуществляться:

- ежедневно (один раз в смену) оперативным персоналом с фиксацией в оперативном журнале;
- еженедельно (один раз в неделю) персоналом участка СТСУ с фиксацией в журнале обходов и осмотров оборудования.

Оперативному персоналу необходимо обеспечить контроль технического состояния гидроагрегатов после пусков и остановов по параметрам рабочих ведомостей, формируемым автоматически после включения В-Г ($t=0$ мин, 15 мин, 30 мин, 1ч, 2ч, 4ч, 6ч) и после остановки ГА (по факту формирования сигнала «Готовность к пуску», $t=0$).

В составе элементов управления и индикации ПТК АУГ имеются кнопки и ключи управления, светодиоды световой сигнализации, относящиеся к гидромеханическим защитам:

Кнопка «Деблокировка защит» - для деблокирования гидромехзащит, после выявления и устранения причины аварии;

Светодиод «Авария» - сигнализирует об аварийном состоянии гидроагрегата. Загорается при срабатывании гидромехзащит гидроагрегата.

Светодиод «Неисправность элементов ПТК АУГ» - сигнализирует о неисправности в ПТК АУГ.

9.4 Условия работы гидромеханических защит

Информация с панельного компьютера ПТК АУГ о состоянии ГА передаётся в АСУ ТП верхнего уровня и отображается на АРМ НСС. Предупредительные и аварийные сигналы передаются из ПТК АУГ в АСУ верхнего уровня. В ПТК АУГ загружена программа управления гидроагрегатом и гидромехзащит.

Аварийная остановка задается при возникновении любого из перечисленных условий:

1. При повышении температуры сегментов подшипника генератора;
2. При повышении температуры сегментов подпятника генератора;
3. При снижении давления масла в системе регулирования ниже (аварийно-низкое давление в аккумуляторе МНУ);
4. При снижении уровня масла в аккумуляторе МНУ;
5. При снижении расхода воды на смазку турбинного подшипника;
6. Обрыв троса обратной связи положения НА или РК в ЭГР;
7. Обрыв троса механизма электрической обратной связи МОС регулятора ЭГР;
8. Неисправность регулятора;
9. Срабатывание защиты от разгона 1 ступени при повышении частоты вращения ротора гидроагрегата выше 115%, если направляющий аппарат открыт на величину, больше 40%, а главный золотник не смещен на закрытие;
10. Срабатывание защиты от разгона 2 ступени при повышении частоты вращения ротора гидроагрегата выше 150%;
11. При интенсивном нарастании и превышении аварийно-высоких уровней вибрации контролируемых узлов ГА.
12. Действие дифференциальной защиты генератора;
13. Включение ключа аварийной остановки «Аварийный останов» на панели управления;
14. Включение ключа пожаротушения.

В зависимости от характера повреждения оборудования или причин аварийного режима гидроагрегата, его аварийный останов производится следующими способами:

- закрытием НА действием МОО (командой быстрой аварийной остановки «Стоп 2»);

- золотником аварийного закрытия от команды «Стоп 3» или команды «Стоп 4».

Принцип действия аварийной остановки от команд «Стоп 3» и «Стоп 4» отличается.

Командой «Стоп 3» формируется сигнал на включение гидрораспределителя ЗАЗ. Срабатывая, ЗАЗ открывает доступ масла из магистрали гидроаккумулятора в золотниковую полость. Аварийный золотник под действием давления перемещается в теле, тем самым перекрывает масляные магистрали, идущие от колонки ЭГР к сервомоторам направляющего аппарата, открывает доступ маслу из магистрали аккумулятора в магистраль закрытия НА, открывает сообщение трубопровода открытия НА со сливом. Проход маслу из трубопровода открытия на слив ограничен регулируемым отверстием, благодаря этому НА закрывается со скоростью, определенной гарантиями регулирования. При закрытии НА до 30% ПТК АУГ формирует сигнал на включение гидрораспределителя золотника программного аварийного закрытия ЗПАЗ. При срабатывании ЗПАЗ дополнительно дросселирует (уменьшает) отверстие на слив масла из магистрали открытия. Направляющий аппарат закрывается с меньшей скоростью, также определяемой гарантиями регулирования, до полного закрытия.

При аварийной остановке командой «Стоп 4» сигналы на включение гидрораспределителей ЗАЗ и ЗПАЗ выдаются одновременно, поэтому скорость движения НА на закрытие изначально будет медленной.

Гидравлической схемой аварийного золотника предусмотрено при срабатывании ЗПАЗ одновременное срабатывание ЗАЗ (дублирование электрического сигнала).

Во всех случаях аварийной остановки задаётся команда нормальной остановки «Стоп 1» и команда быстрой остановки «Стоп2» при частоте вращения $n < 115\%$, которые осуществляют остановку гидроагрегата в случае отказа ЗАЗ и ЗПАЗ.

Оперативный персонал должен контролировать правильность работы устройств АСУ ТП ГА, отдельных устройств и механизмов.

После аварийной остановки гидроагрегата необходимо проверить закрытое положение МОО, отсутствие сигналов аварийной остановки.

Аварийная остановка агрегата по условиям п.п.1. -6. исполняется в следующей последовательности

1. Запоминается аварийное состояние гидроагрегата и задается нормальная автоматическая остановка;

2. При условии, что частота вращения гидроагрегата $n < 115\%$ формируется команда СТОП2 (закрыть МОО);

3. Гидроагрегат разгружается по активной мощности. Одновременно задается разгрузка по реактивной мощности регулятору АРВ. МОО устанавливается в положение «Закрыт»;

4. При значении активной мощности генератора $<10\%$ P_n или в момент прихода НА в положение нулевой мощности (27%) отключается генераторный выключатель;

5. После отключения генераторного выключателя выдаётся команда гашения возбуждения генератора инвертированием;

6. При снижении частоты вращения агрегата до 15% включается торможение;

7. После остановки агрегата ($n=0\%$) закрываются задвижки ТВ.

Аварийная остановка гидроагрегата по условиям п.7. -п.8. выполняется в следующей последовательности:

1. Формируется команда СТОПЗ;

2. Запоминается аварийное состояние гидроагрегата и задается нормальная автоматическая остановка;

3. По команде СТОПЗ ПТК АУГ включает ЗАЗ;

4. При условии, что частота вращения гидроагрегата $n<115\%$ формируется команда СТОП 2 (закрыть МОО);

5. При НА $<30\%$ включается ЗПАЗ и уменьшается скорость закрытия направляющего аппарата;

6. При значении активной мощности генератора $<10\%$ P_n или в момент прихода НА в положение 27% отключается генераторный выключатель;

7. Выдается команда гашения возбуждения инвертированием;

8. При частоте вращения 15% включается торможение;

9. После остановки агрегата ($n=0\%$) закрываются задвижки ТВ.

Защита от разгона 1 ступени п.9 имеет два режима работы: «Отключено» - защита срабатывает если обороты турбины больше 115% и при этом главный золотник ЭГР не смещен на закрытие и направляющий аппарат открыт более чем на 30% ; «Включено» - срабатывает при оборотах турбины больше 115% . Остановка выполняется в следующей последовательности:

1. Запоминается аварийное состояние гидроагрегата и задается нормальная остановка;

2. Включается ЗАЗ;

3. В МПЗ блока выдаётся команда на включение выходных реле защит генератора;

4. МПЗ блока отключают генераторный выключатель и АГП;

5. При НА $<30\%$ включается ЗПАЗ и уменьшается скорость закрытия направляющего аппарата;

6. При условии, что частота вращения гидроагрегата $n<115\%$ формируется команда СТОП2 (закрыть МОО);

7. При снижении частоты вращения гидроагрегата до 15% включается торможение;

8. После остановки гидроагрегата ($n=0\%$) закрываются задвижки ТВ.

Защита от разгона 2 ступени.10 срабатывает при повышении частоты вращения выше 150% или при повышении частоты вращения выше 140% в течении времени 30 сек. Остановка выполняется аналогично п.9 (разгон 1 ступени) с тем отличием, что одновременно с командой на включение ЗАЗ выдается команда на включение ЗПАЗ и направляющий аппарат закрывается с меньшей скоростью, что позволяет выполнить гарантии регулирования.

При срабатывании дифференциальной защиты генератора п.12:

1. МПЗ блока отключают генераторный выключатель;
2. МПЗ блока отключают АГП;
3. При поступлении команды от МПЗ блока в ПТК АУГ запоминается аварийное состояние гидроагрегата и задается нормальная автоматическая остановка;
4. Частота вращения гидроагрегата, вследствие сброса нагрузки, повышается;
5. Регулятор ЭГР уменьшает открытие направляющего аппарата, частота вращения гидроагрегата уменьшается;
6. При частоте вращения гидроагрегата $n < 115\%$ формируется команда быстрой остановки «СТОП2» (закреть МОО), направляющий аппарат закрывается;
7. При частоте вращения гидроагрегата $n < 15\%$ включается торможение;
8. После остановки гидроагрегата ($n = 0\%$) закрываются задвижки ТВ.

При включении ключа «Аварийная остановка» п.13 аварийная остановка гидроагрегата происходит следующим образом:

1. Запоминается аварийное состояние гидроагрегата и задается нормальная остановка;
2. Через МПЗ блока отключается генераторный выключатель и АГП;
4. Частота вращения гидроагрегата, вследствие сброса нагрузки, повышается;
5. Регулятор ЭГР уменьшает открытие направляющего аппарата, частота вращения гидроагрегата уменьшается;
4. При условии, что частота вращения гидроагрегата $n < 115\%$ формируется команда СТОП 2 (закреть МОО);
5. При снижении частоты вращения гидроагрегата до 15% включается торможение;
6. После остановки гидроагрегата ($n = 0\%$) закрываются задвижки ТВ.

"Резервная защита 1 ступень" работает, если при возникновении аварийного состояния агрегата, не связанного с неисправностью регулятора (отсутствует команда "Стоп 3"), направляющий аппарат в течение 30 сек. не закроется ($HA = 0\%$). При срабатывании «Резервной защиты 1 ступени» происходит:

1. Включение ЗАЗ;

2. При положении НА <30% включается ЗПАЗ;
3. При значении активной мощности генератора <10% P_n или в момент прихода НА в положение нулевой мощности 27% отключается генераторный выключатель;
4. Выдаётся команда на гашение возбуждения генератора инвертированием;
5. При частоте вращения $n=15\%$ включается торможение;
6. После остановки гидроагрегата ($n=0\%$) закрываются задвижки ТВ.

«Резервная защита 2 ступень» сработает, если при возникновении аварийного состояния агрегата направляющий аппарат в течение 90 сек. не закроется (НА=0%),

Действие «Резервной защиты 2 ступени» происходит аналогично действию «Резервной защиты 1 ступени» за исключением того, что включается одновременно ЗАЗ и ЗПАЗ, в результате чего направляющий аппарат закрывается медленно.

«Аварийная остановка по высокому уровню вибрации» п.11 срабатывает при наличии аварийного сигнала от системы виброконтроля гидроагрегата и наличии следующих условий:

- генераторный выключатель включен;
- открытие НА больше уставки NA_{min} ;
- ГА находится в установившемся режиме (нет изменения частоты вращения ГА и нет перемещения НА).

Действие «Аварийной остановки по высокой вибрации» происходит аналогично действию «Резервной защиты 2 ступени».

9.5 Общие требования

При неисправности какой-либо из защит производится остановка гидроагрегата по распоряжению начальника смены станции с обязательным уведомлением технического руководителя (ГИ), персонала участка СТСУГЭС и оформляется записью в оперативной документации.

Вывод из работы исправных технологических защит не допускается.

Все случаи срабатывания защит, а также их отказов учитываются, а причины и виды неисправностей анализируются.

Перед пуском защищаемого оборудования после его капитального и среднего ремонта, а также после проведения ремонта в цепях технологических защит проверяется исправность и готовность защит к включению путем опробования на сигнал каждой защиты и действия защит на все исполнительные устройства.

Специальные средства фиксации работы защит, включая регистраторы событий, должны находиться во включенном состоянии в течение всего времени работы защищаемого оборудования.

Алгоритм действия гидромеханических защит на останов гидроагрегатов МГЭС представлен в приложении К.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Усинской ГЭС высотой на реке Уса, являющейся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчётов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Усинской ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила $N_{уст} = 900$ МВт.

На последующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – $H_{max} = 43$ м;
- расчётный – $H_{расч} = 31$ м;
- минимальный – $H_{min} = 27$ м.

Максимальный расход через один агрегат ГЭС Q_{max} , соответствующий расчётному напору, составляет 425 м³/с.

По результатам расчётов был определён оптимальный вариант с шестью поворотно-лопастными гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес $7,5$ м.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 100 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1260/185-60УХЛ4 с номинальной активной мощностью 150 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ-220 кВ. По справочным данным и каталогам были выбраны повышающие блочные трансформаторы ТДЦ-400000/220-У1, УХЛ1, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 400/51.

Распределительное устройство принято элегазовым (КРУЭ-220) – ЯГГ 220 (Электроаппарат), в соответствии с Технической политикой ПАО «РусГидро», «вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые РУ 110 кВ и выше должны выполняться, как правило, КРУЭ внутри здания. Неоспоримыми преимуществами КРУЭ перед другими видами распределительных устройств являются: повышенная надёжность, компактность (модульная структура) и заводская сборка, что напрямую влияет на размеры площади размещения, стоимость подготовки основания площадки под КРУЭ и простоту обслуживания.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:
Чистый дисконтированный доход NPV= 4486,0 млн.руб.

Индекс прибыльности $PI = 1,51$

Себестоимость электроэнергии 1,33 руб./кВт·ч

Удельные капиталовложения 19,524 млн.руб/МВт

Таким образом, строительство Усинской ГЭС с установленной мощностью 900 МВт в настоящее время является актуальным проектом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ.ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. 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.
5. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014 г.
6. СТО «Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций». Утв. на заседании правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 №1805 Пр.[Электронный ресурс]. – Режим доступа :http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG_system.pdf
7. 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.
8. 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.
9. СТО 15352615-023-2011 Номенклатурный каталог «Тольятинский трансформатор»[Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://transformator.com.ru>
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750 кВ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.014-2008.pdf>
11. ГОСТ 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200115865>
12. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200115864>
13. Толстихина Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие

для практических занятий/ Л.В. Толстихина.-Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010.-180 с.

14. Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике: справочное издание; под общ.ред. С.Н. Шерстнева. – 2-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2013. – 864 с.

15. Каталог Паспортные данные гидрогенераторов [Электронный ресурс]. - режим доступа: www.online-electric.ru

16. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы /сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

17. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП,2012.

18. СП 40.1333.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М.: Минрегион России, 2012.

19. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения» Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.

20. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/Tehnicheskaya-politika.pdf>

21.«Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

22. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования».[Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200016069>

23. СП 5.13130..2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила. [Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://docs.cntd.ru/document/1200071148>

24. РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» [Электронный ресурс]. – Режим доступа :

25. РД 34.49.504-96 «Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок пожарной сигнализации на энергетических предприятиях»[Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://npopris.ru/wp-content/uploads/2015/03/РД-34.49.504-96.pdf>

26. Общество с ограниченной ответственностью «Сталт ЛТД»[Электронный ресурс]. – Режим доступа :<http://www.stalt.ru/>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологический ряд наблюдений р. Уса в створе Усинской ГЭС за период
1935-2011 гг..

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений р. Уса в створе Усинской ГЭС за период 1935-2011 гг..

Года	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1935	99	198	167	578	1996	2033	1560	1568	549	250	149	171
1936	288	272	173	877	3065	2663	2706	2513	515	407	317	293
1937	214	211	221	689	2118	2608	2274	3402	1080	551	380	265
1938	279	254	223	839	1919	3108	2802	1911	664	360	373	254
1939	340	299	279	1033	2903	2128	2922	2387	1001	551	306	340
1940	202	209	279	1190	3521	2318	2472	3808	675	556	475	265
1941	140	130	205	718	1939	2190	1380	2261	520	275	185	205
1942	232	252	247	675	1890	2630	2280	2170	531	452	310	243
1943	252	259	162	619	2458	1798	1860	1673	815	259	212	176
1944	261	196	193	644	2673	3213	2106	3780	634	427	344	202
1945	218	160	157	610	2350	1707	2772	3633	916	286	207	209
1946	112	155	160	349	1222	1439	1782	1939	398	180	151	118
1947	83	95	124	585	1988	1550	1152	1379	308	263	216	158
1948	293	151	250	581	2798	2253	2490	2982	637	407	239	225
1949	202	198	218	686	2228	1792	2928	3675	619	256	238	171
1950	203	324	292	1152	2199	2588	2388	2324	556	481	301	311
1951	265	216	153	581	2552	2377	2310	1883	767	266	290	167
1952	214	252	356	772	2576	2660	2028	3710	1102	565	461	202
1953	176	122	184	416	2231	1744	2514	1540	605	306	242	172
1954	385	405	297	702	3008	2194	2532	4109	1175	544	473	304
1955	263	338	207	1008	3208	2133	3690	2842	841	328	432	320
1956	248	185	158	461	2558	1475	2340	2436	662	220	198	180
1957	88	151	151	391	1508	1655	1050	2065	526	146	241	171
1958	124	121	144	491	1468	1498	1482	1652	380	131	130	106
1959	121	214	160	603	1562	1069	2046	2457	729	245	252	207
1960	1 350	5 150	570	750	770	720	510	505	321	245	227	330
1961	1 000	1 400	875	610	540	330	255	247	367	268	258	540
1962	280	1 480	2 050	1 310	730	620	400	310	230	198	161	235
1963	1 510	2 000	640	890	665	430	345	304	296	272	262	410
1964	475	1 650	1 010	1 000	720	570	355	340	284	258	228	325
1965	1 150	1 500	925	905	580	390	295	258	326	308	305	370
1966	1 250	3 800	735	840	685	515	390	320	220	202	200	345
1967	850	1 050	1 050	920	640	395	310	261	301	291	280	580
1968	350	2 800	845	910	890	650	480	440	247	228	196	290
1969	1 050	1 350	860	590	610	440	360	313	415	275	267	355
1970	376	290	185	1202	2126	2639	2610	4956	821	396	360	295
1971	130	252	180	524	1273	1617	1344	1771	434	302	236	211
1972	266	329	225	869	2142	2997	3966	3101	1060	544	437	347
1973	166	146	106	495	1349	1123	1464	1631	473	270	182	94
1974	193	236	196	540	2042	1614	1506	1981	554	272	204	152
1975	326	241	367	1118	2423	2870	2604	2723	887	500	333	185
1976	337	256	315	977	2020	3503	3288	3850	900	297	457	263
1977	317	302	220	670	3188	2808	2766	2331	974	373	364	176
1978	167	241	140	823	1372	1573	1716	2072	445	211	310	212
1979	279	225	139	859	1861	2578	2430	2660	542	335	369	176
1980	166	184	135	565	1998	2494	2622	2849	436	302	211	160
1981	142	160	131	608	1678	1602	1716	2058	356	189	175	112
1982	185	211	218	765	1462	1399	2598	2821	499	320	247	230

Продолжение приложения А
Продолжение таблицы А.1

Года	Месяцы											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1983	119	248	241	452	2754	1407	2136	2709	848	446	275	236
1984	284	268	234	635	1487	2036	1614	3416	448	355	358	139
1985	166	270	191	961	3025	2565	3240	2625	779	356	196	135
1986	166	214	284	812	3098	2763	3342	2394	860	398	373	268
1987	176	202	135	520	2383	1664	1656	2513	619	311	216	176
1988	272	212	302	851	3459	2683	1656	2695	776	353	337	245
1989	180	158	281	675	2253	1719	3264	3507	639	443	378	140
1990	144	214	205	787	2495	1409	1728	2688	589	286	304	227
1991	205	268	148	756	3108	2647	3018	2744	459	466	394	275
1992	196	119	232	803	1425	2084	2568	2548	709	254	288	230
1993	122	153	162	781	2372	1558	1938	1974	428	180	223	187
1994	115	137	241	472	2295	1479	2082	1785	526	218	194	124
1995	248	313	263	860	2104	2288	2724	2961	970	473	376	293
1996	261	176	234	725	2772	2029	2928	1897	814	391	236	230
1997	299	297	320	679	1975	2443	2850	3248	958	616	257	227
1998	214	223	122	506	1323	1853	2208	2786	522	212	272	198
1999	225	185	360	630	3027	2731	2718	2590	970	603	391	169
2000	229	250	212	1039	2467	3282	2712	1946	754	373	283	194
2001	297	317	257	698	2022	2343	3072	2086	1012	319	347	270
2002	286	216	198	810	3335	2233	2724	3745	684	416	391	200
2003	319	178	239	801	3299	2279	2004	2282	1080	560	266	252
2004	196	194	211	331	1538	2311	1224	2464	331	329	243	117
2005	171	106	176	634	1682	1809	2226	2177	650	266	224	156
2006	227	223	167	754	2412	1533	2196	1862	796	383	148	148
2007	248	153	202	661	1618	1619	2394	3220	466	374	272	221
2008	290	248	319	1118	3445	1996	2490	2058	704	443	436	155
2009	122	176	202	671	1871	2077	2286	2506	668	160	205	108
2010	241	185	259	738	2043	3000	3072	2380	470	437	308	279
2011	130	158	135	619	2041	1326	1704	2695	794	302	173	135

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ-50-В 750

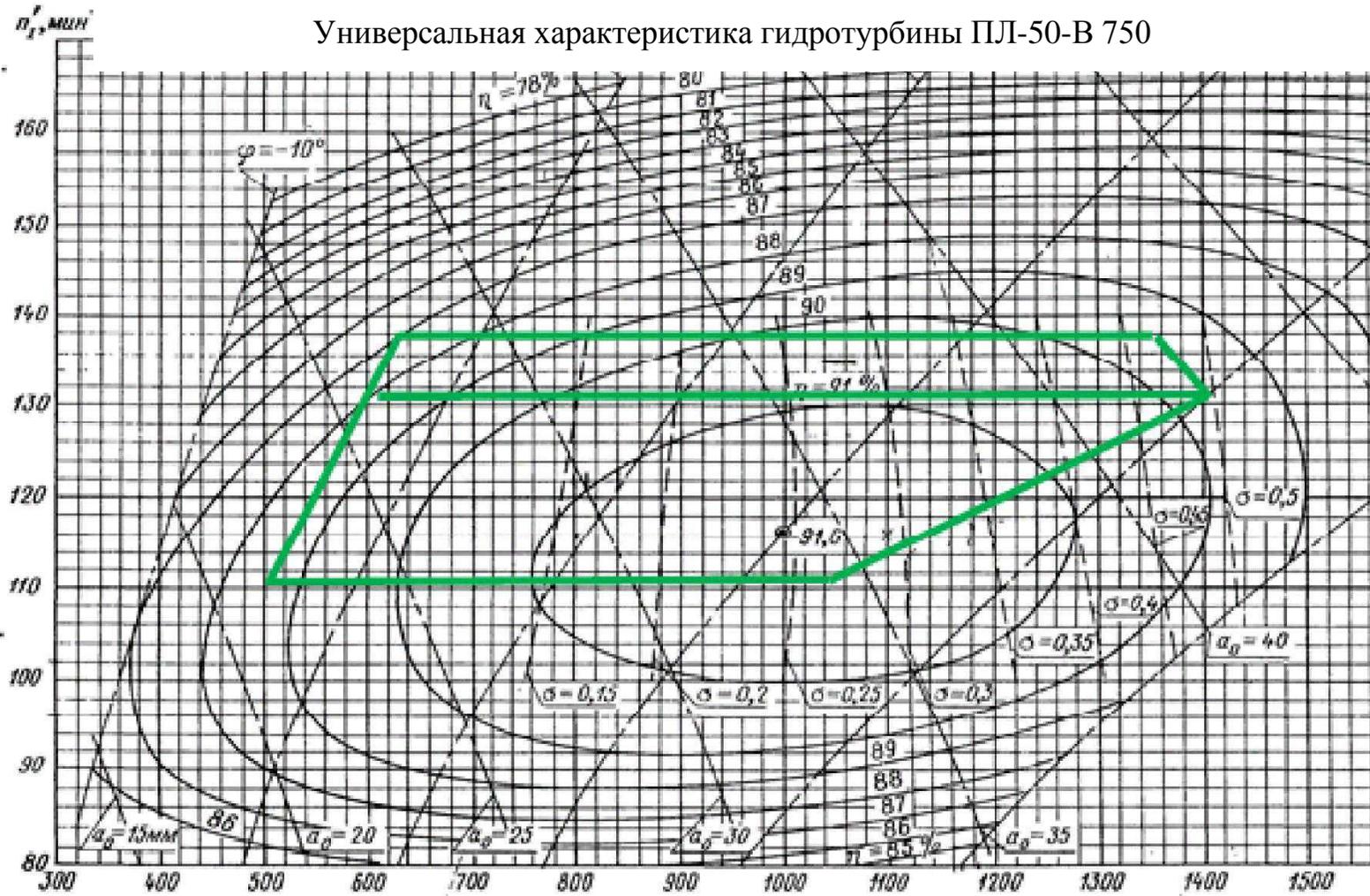


Рисунок Б.1 – Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ-50-В 750

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Проточная часть гидротурбины ПЛ50-В-750

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46 (к универсальной характеристике № 3247 ХТ3)

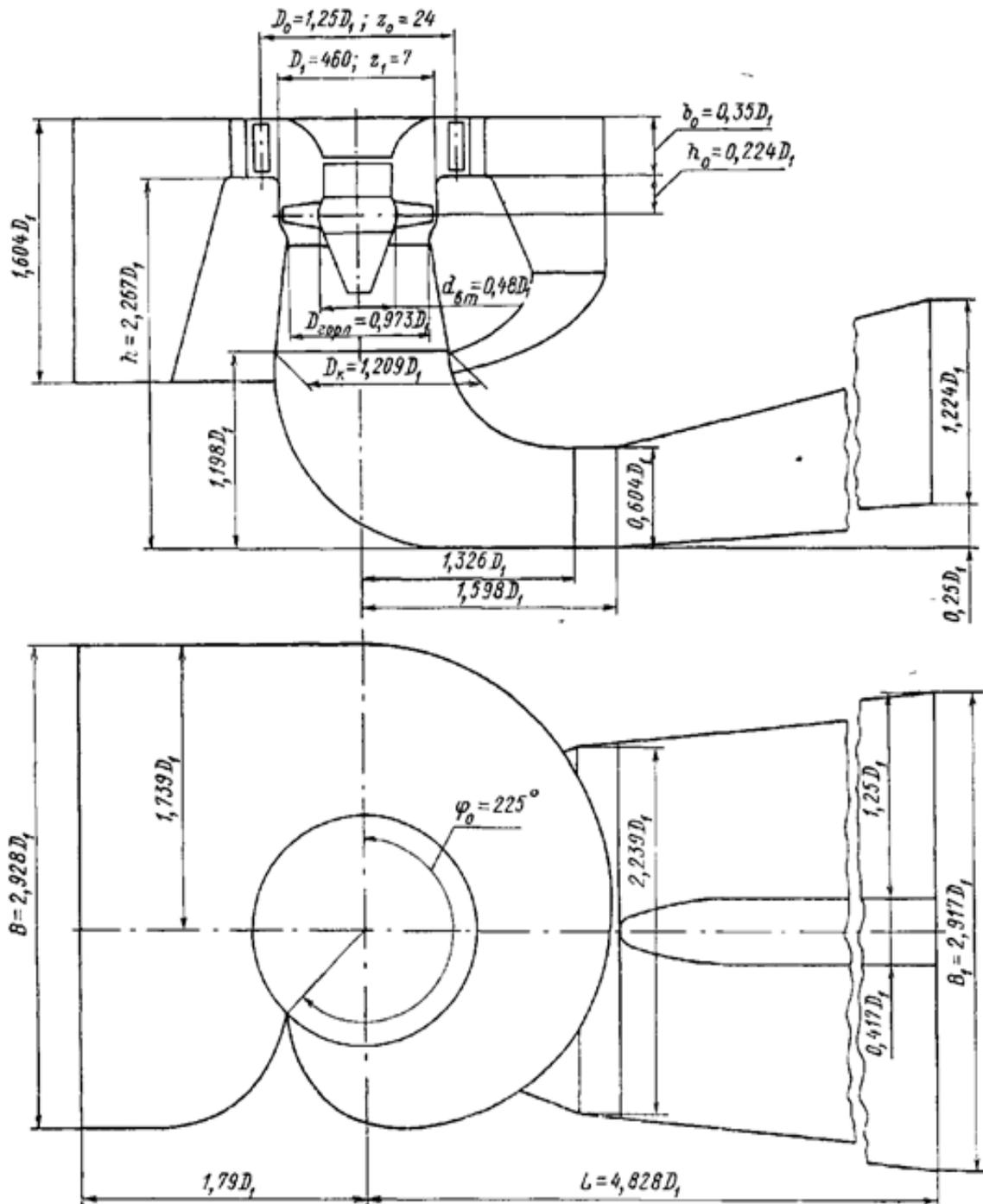


Рисунок В.1 – Проточная часть гидротурбины ПЛ50-В-750

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

План спиральной камеры

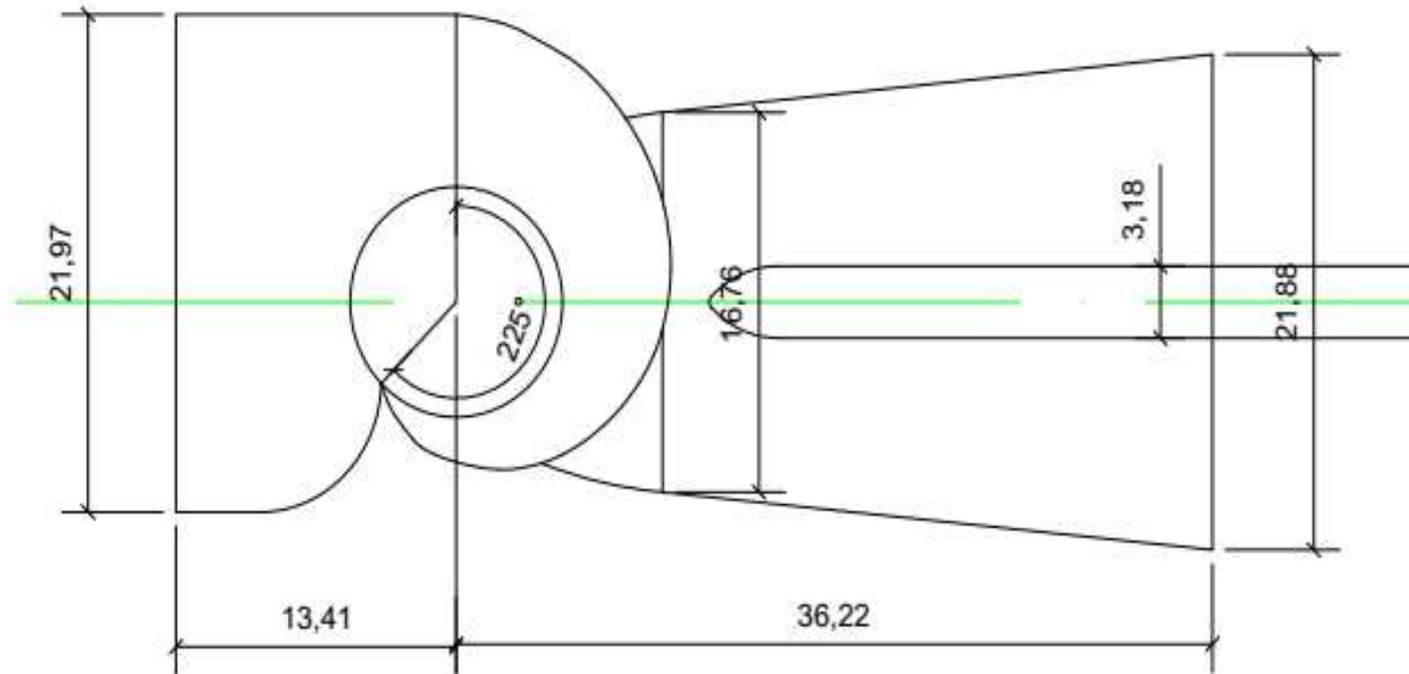


Рисунок Г.1 – План спиральной камеры

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0,16 \cdot I_H$	0,647 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,02 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,08 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,28 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,6 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,24 \cdot I_H$	0,97 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,33 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,45 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	4,95 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,123	1,5 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,36	5,5 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,43 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,12 \cdot I_{НОМ.P}$	4,59 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	8,92 А

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Матрица отключений защит

Таблица Е.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТГГ	Отключение В-220и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2						+	
		t_3	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1				+		
			t_2	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Основное сочетание нагрузок

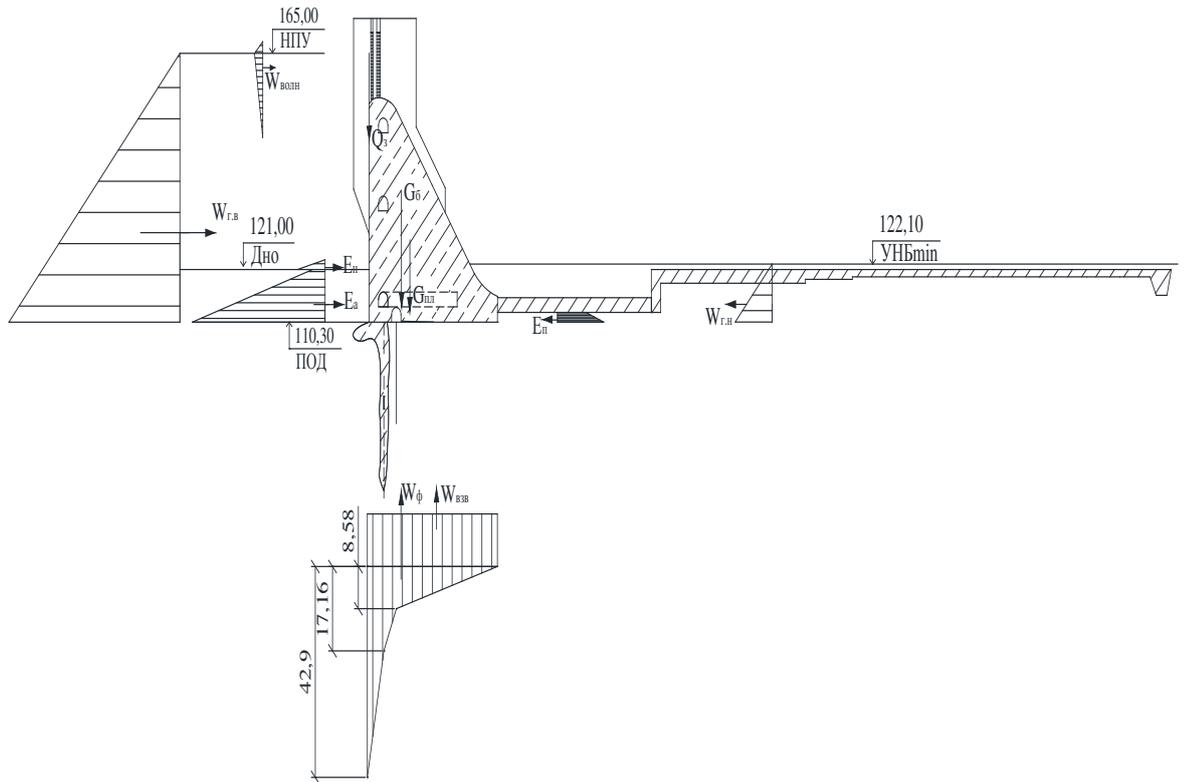


Рисунок Ж.1 – Основное сочетание нагрузок

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Особое сочетание нагрузок

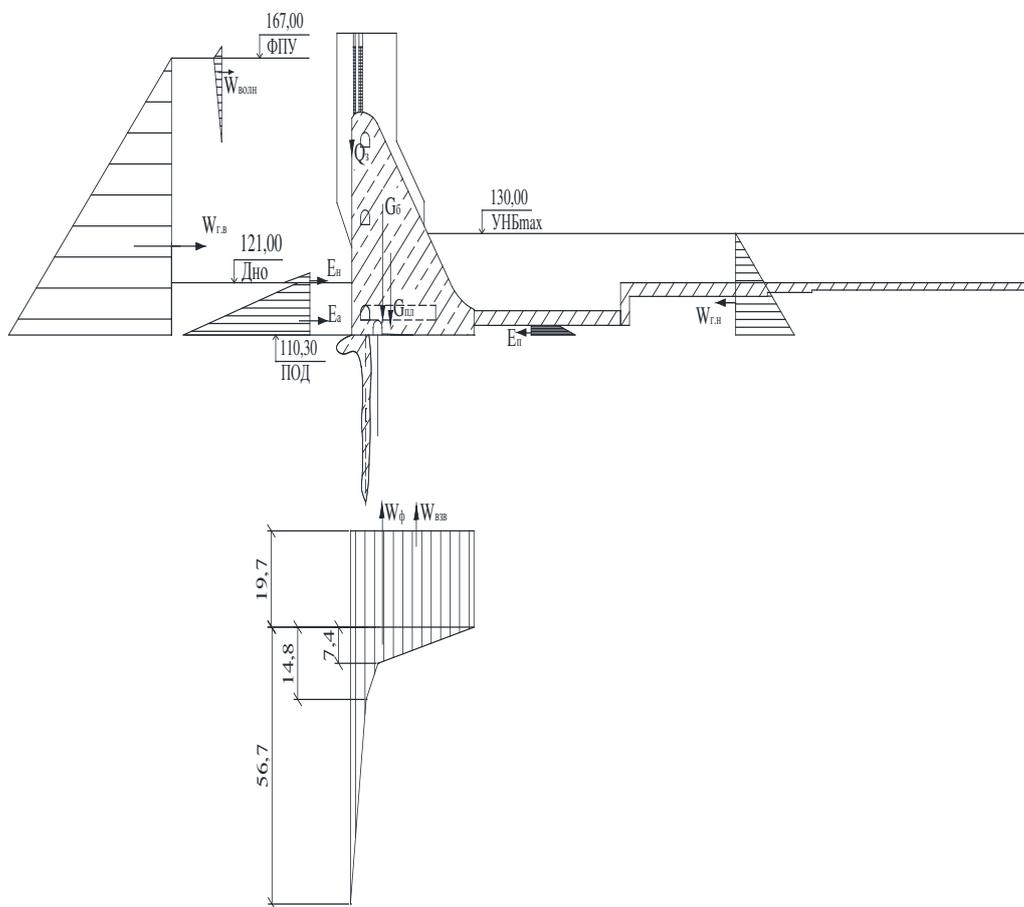


Рисунок И.1 – Особое сочетание нагрузок

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Алгоритм работы гидромеханических защит

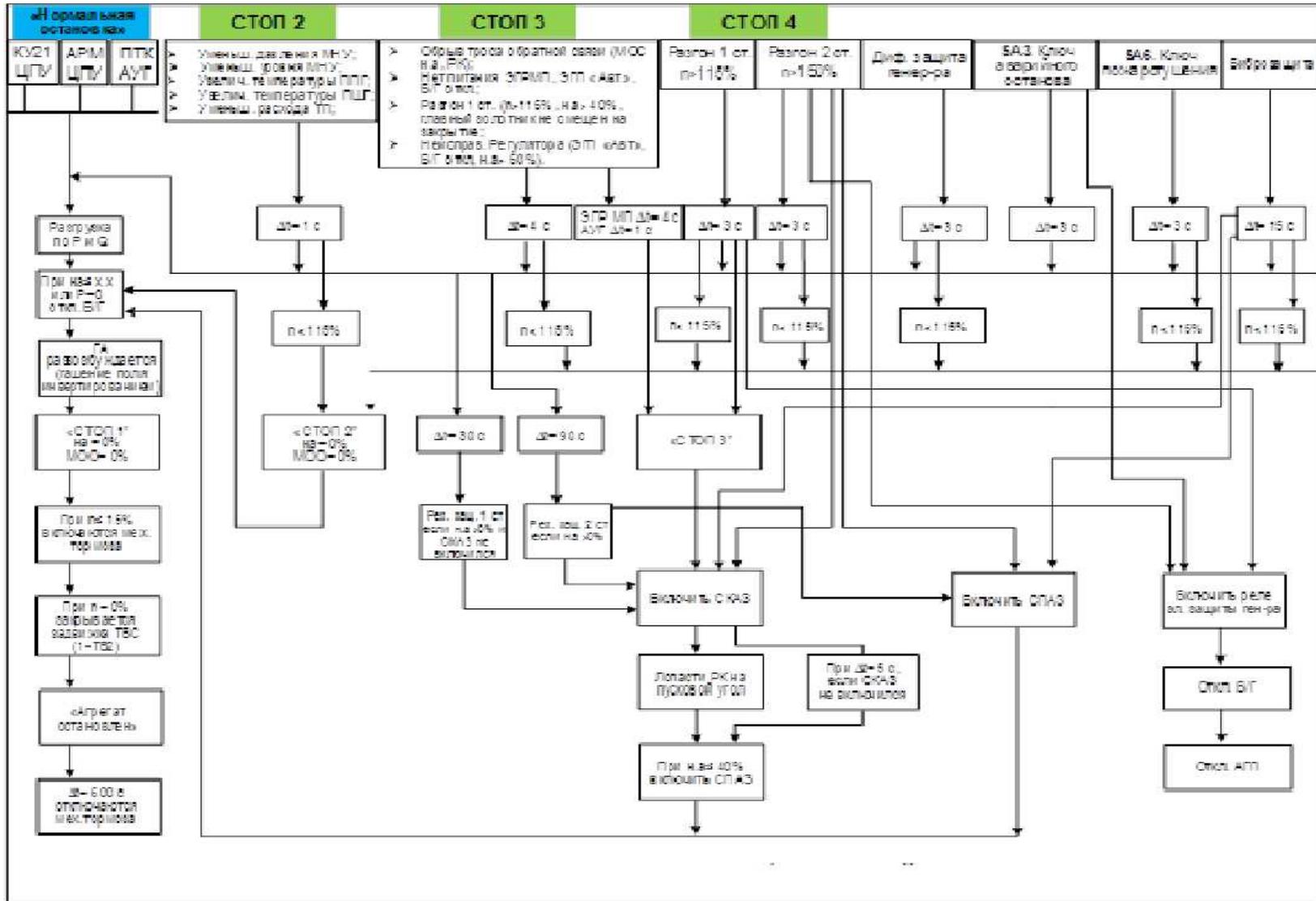
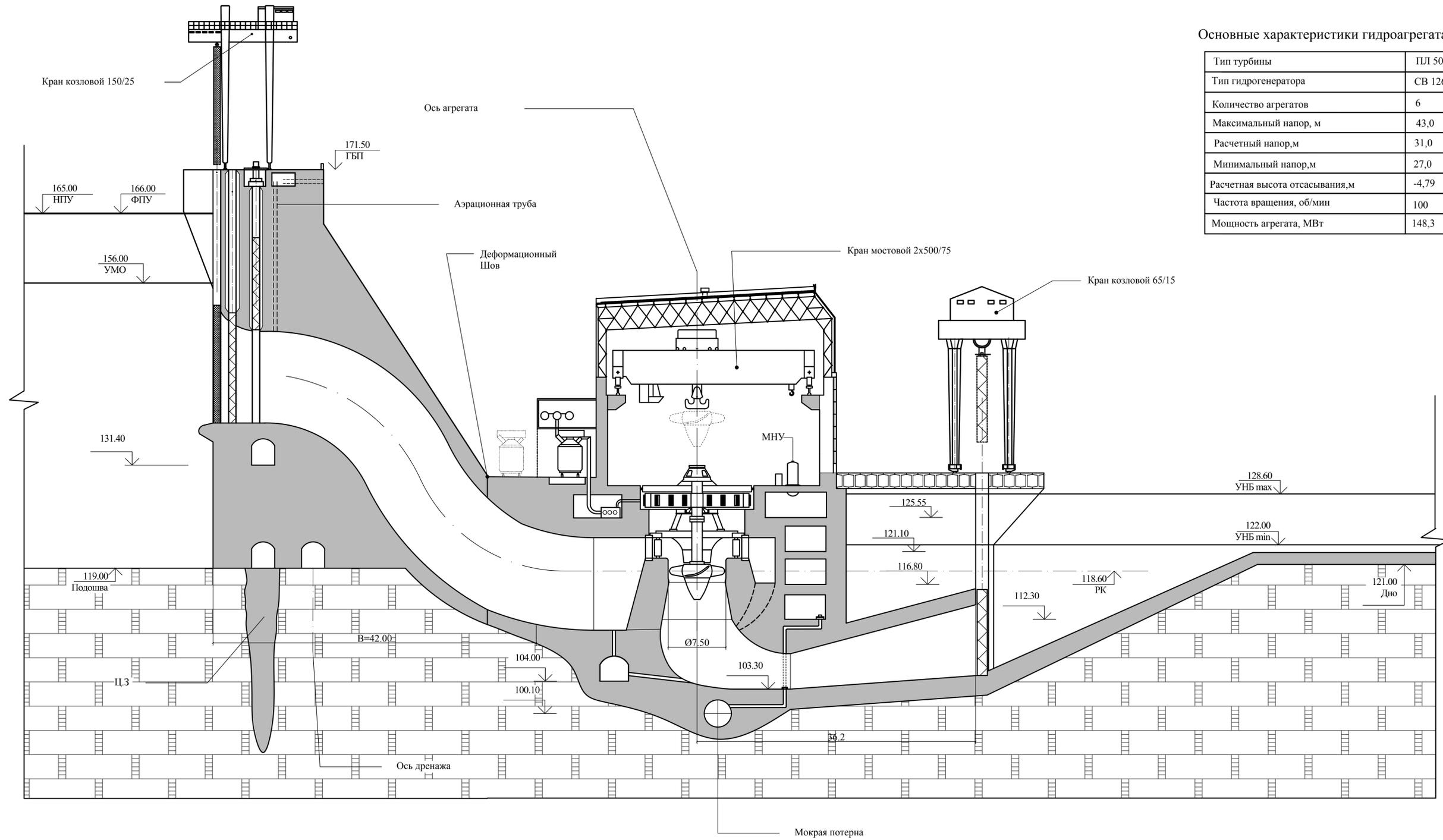


Рисунок К.1– Алгоритм работы гидромеханических защит

Совмещенный разрез станционной части плотины со зданием ГЭС
1:250



Основные характеристики гидроагрегата:

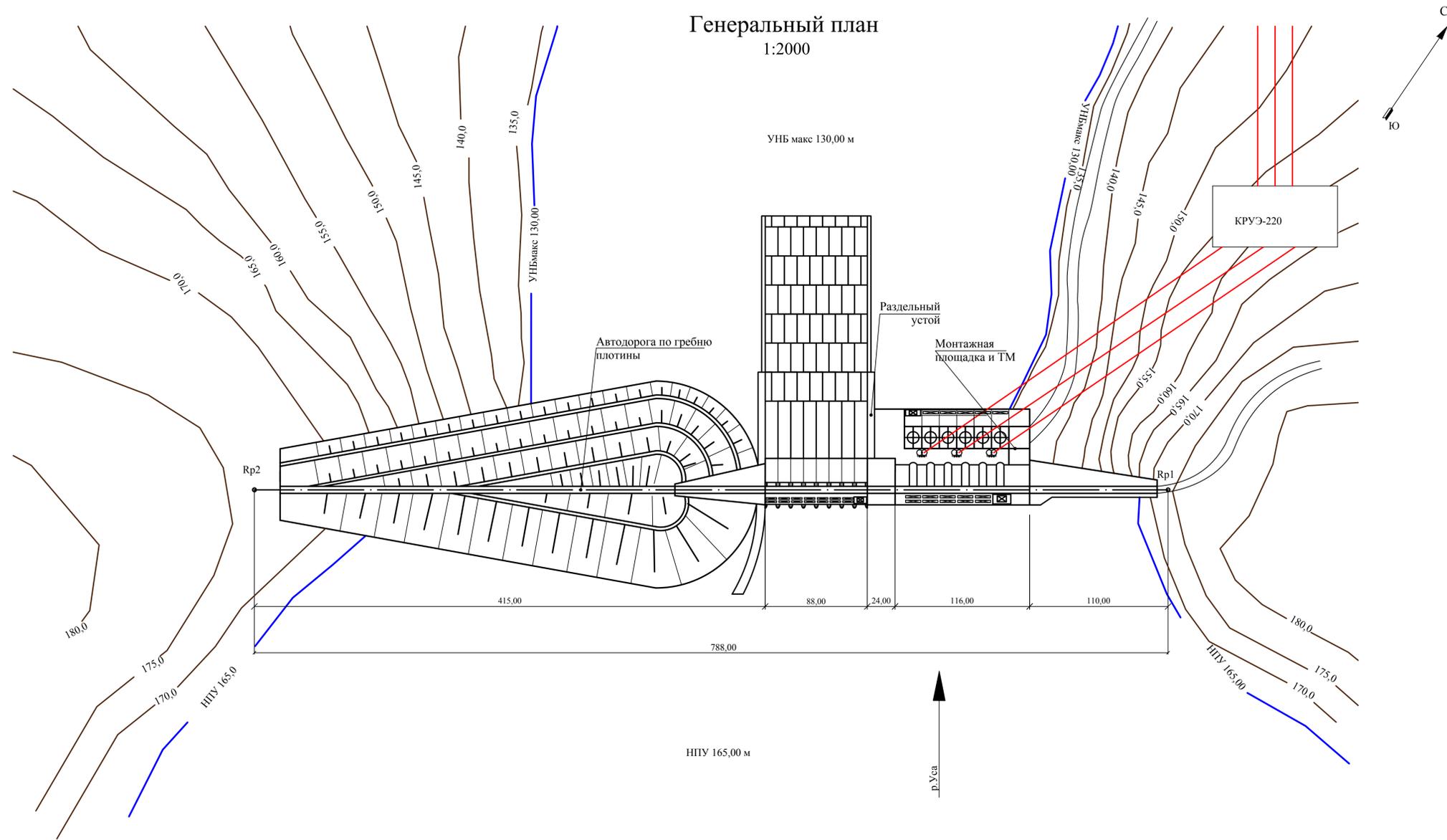
Тип турбины	ПЛ 50-В-750
Тип гидрогенератора	СВ 1260/185-60УХЛ4
Количество агрегатов	6
Максимальный напор, м	43,0
Расчетный напор, м	31,0
Минимальный напор, м	27,0
Расчетная высота отсасывания, м	-4,79
Частота вращения, об/мин	100
Мощность агрегата, МВт	148,3

Соеласована

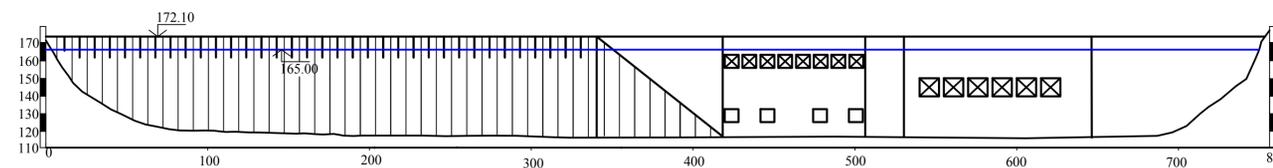
Лист № 001 | Проверка и дата: 08.08.2014

ВКР-13.03.02-1409319			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.
Разраб.	Кобальт	1	1
Провер.	Мисленникова	1	1
Руковод.	Соболев	1	1
Н.контр.			
Утв.			
Проектирование Усинской ГЭС на р. Уса			Стадия
Поперечный разрез здания ГЭС			Лист
			Листов
			Кафедра гидромеханики

Генеральный план 1:2000



Вид с верхнего бьефа



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Условная отметка 0,00 соответствует абсолютной отметке 234 от Балтийского футштока.

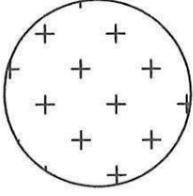
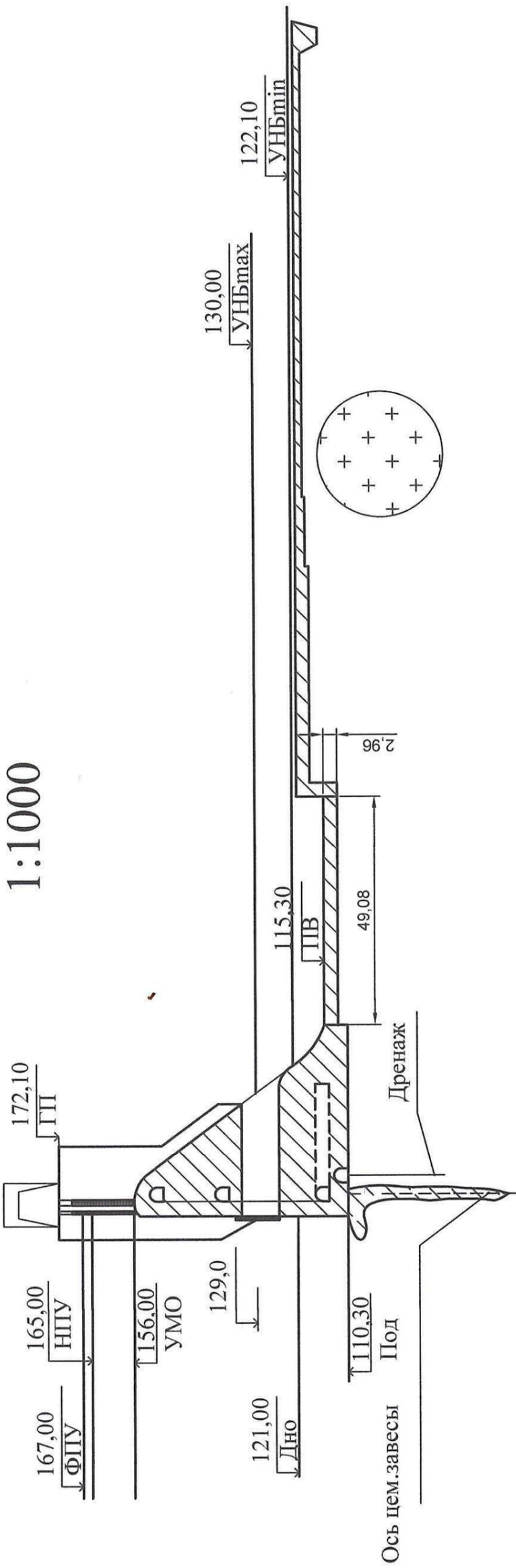
Согласовано

Имя	Подпись	Дата
Имя	Подпись	Дата

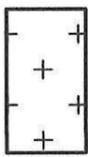
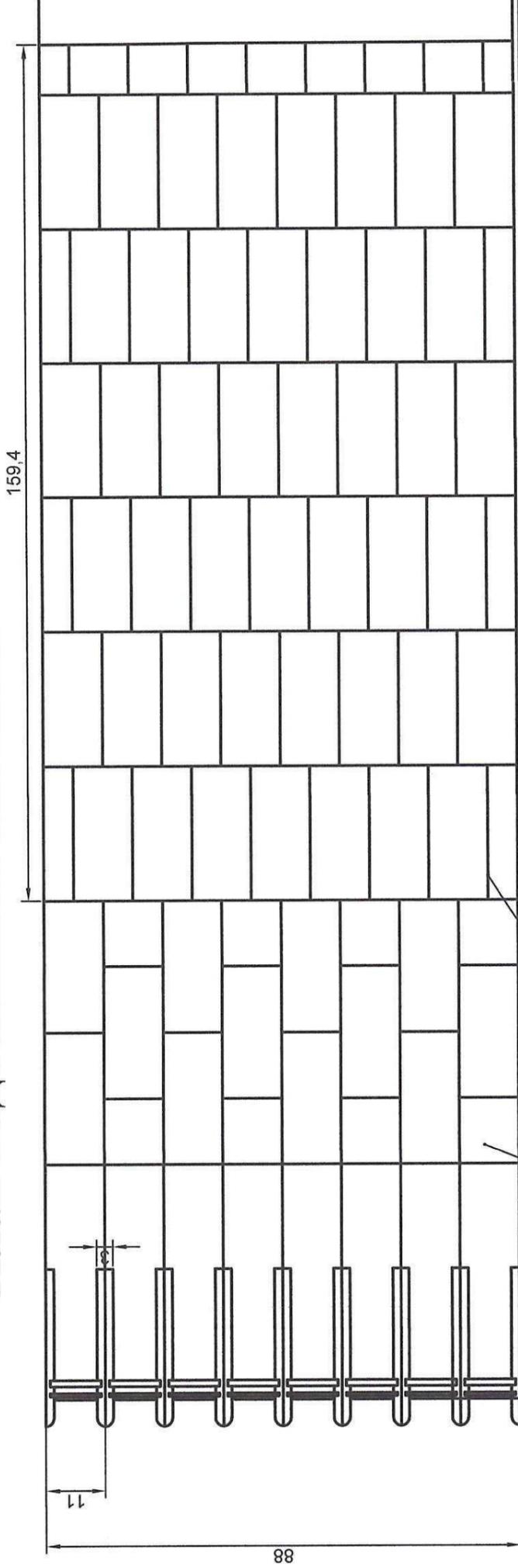
VKP-13.03.02-1409319				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.	Лист	Масштаб	Подпись	Дата	Проектирование Усинской ГЭС на р. Уса Генеральный план. Вид с верхнего бьефа.
Разраб.	Кобыш	10/12	1:2000			
Провер.	Ульянова	10/20	1:2000			
Руковод.						
Н.контр.						
Утв.						Кафедра гидросооружений

Поперечный разрез водосливной ПЛОТИНЫ.

1:1000



План водосливной ПЛОТИНЫ.



- Гранит

Рисберма

Водобойный колодец

ВКР-13.03.02-1409319

Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета

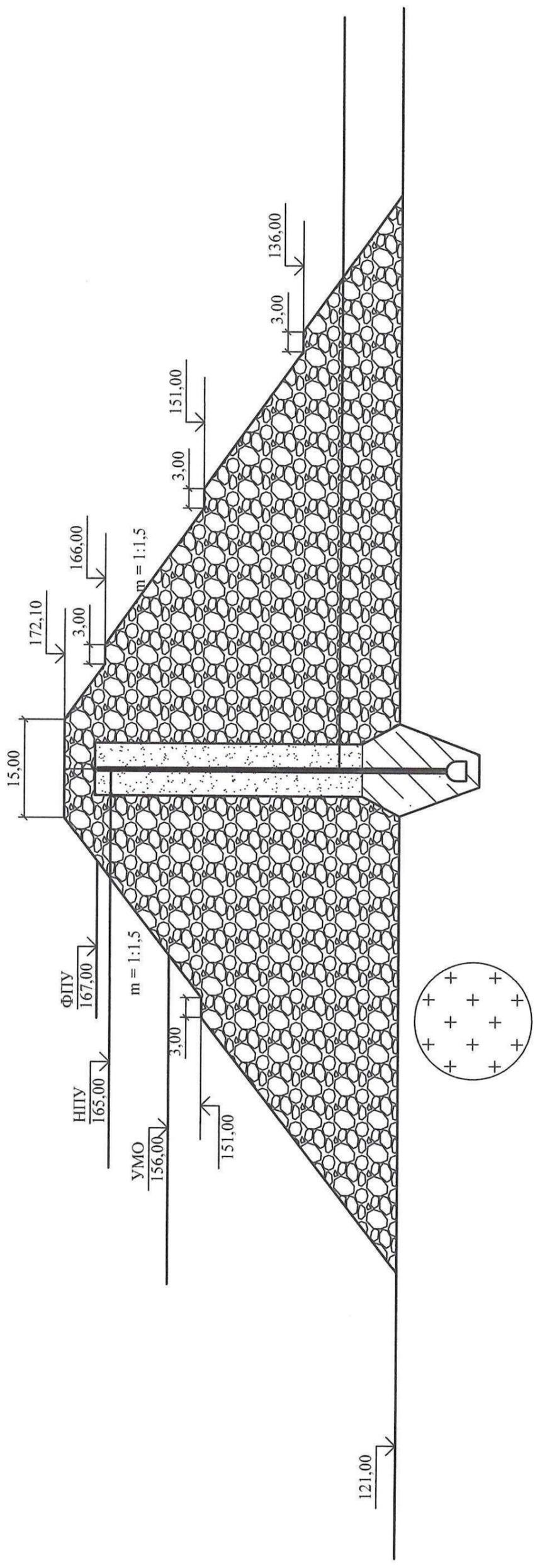
Проектирование Усинской
ГЭС на р. Уса

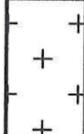
Поперечный разрез водосливной
плотины. План водосливной
плотины.

Кафедра гидротехнических
сооружений, 2018

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разраб.		Кобыш			
Провер.		Ульянова			
Руковод.					
Н.контр.					
Утв.					

Поперечный разрез грунтовой плотины. 1:1000



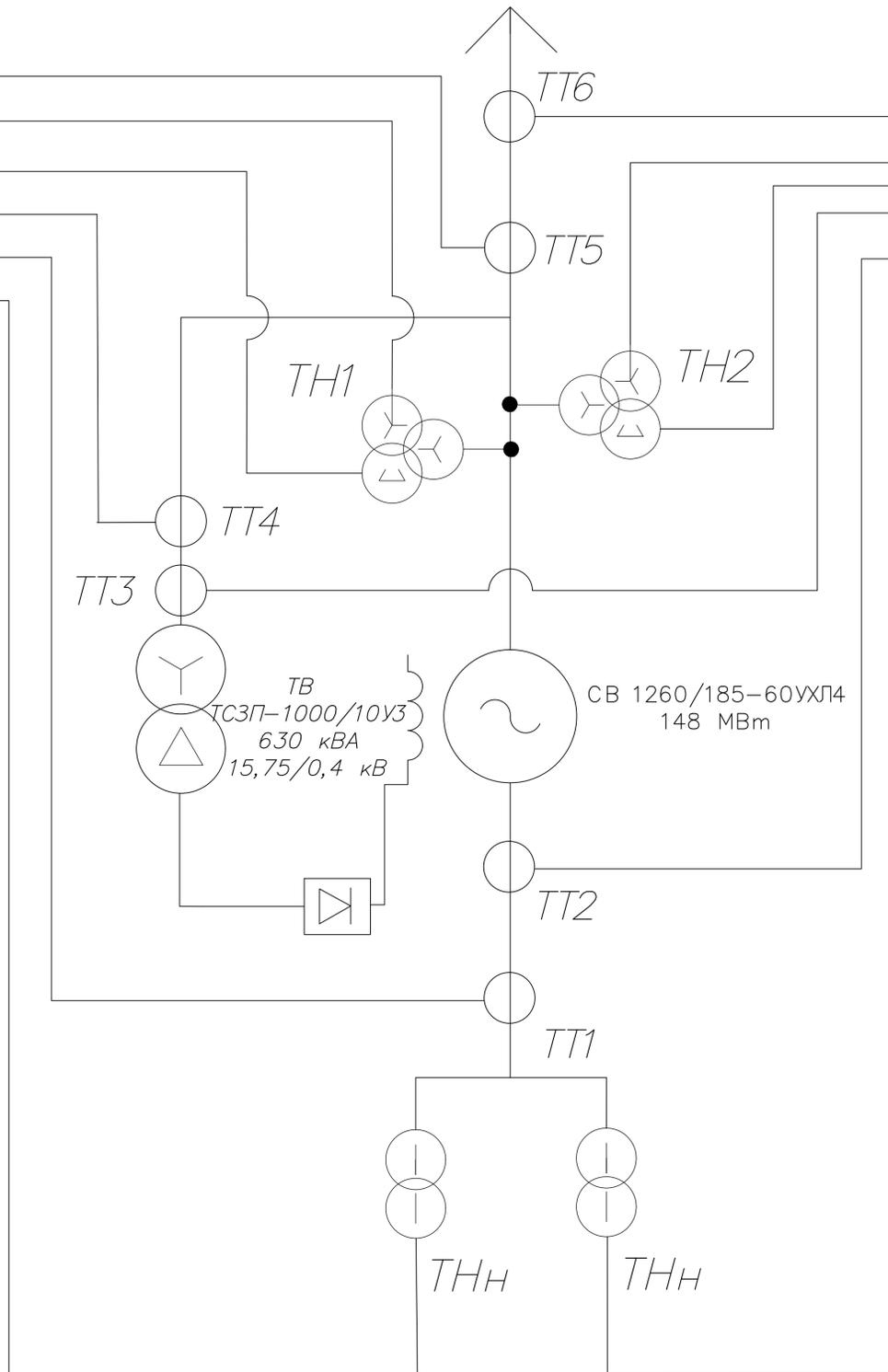
 - Гранит

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата
Разраб.	Кобыш	Ульянова			
Провер.					
Руковод.					
Н.контр.					
УТВ.					

ВКР-13.03.02-1409319	
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета	
Проектирование Усинской ГЭС на р. Уса	Стация Лист Листов
Поперечный разрез грунтовой плотины.	Кафедра гидротехнических сооружений, 2018

1 комплект
IΔG
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН
КИН, Un(U0)
I>TB, Ip
IΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<
Un(U0)

2 комплект
IΔG
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН
КИН, Un(U0)
I>TB, Ip
IΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<
Un(U0)



Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	О.Е.	Именованные единицы
Диф. защита продольная	IΔG	Ток срабатывания I _{ср.о}	0,16·I _н	0,647 А
		Коэффициент торможения, K _т	0,3	-
		Уставка начального торможения, I _{нт}	0,5·I _н	2,02 А
		Тормозной ток, В	1,5·I _н	6,08 А
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	5 В
		t ₂	U _{02G}	10 В
		t ₃	U _{0G}	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _т	1,2	-
ЗПН	U>	2 ступень	U _{ср2}	1,4U _н / 140 В
		1 ступень	U _{ср1}	1,2U _н / 120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных кз и перегрузок	I ₂	СО	I ₂ СИГН	0,07·I _н / 0,28 А
		ПО	I ₂ ПУСК	0,15·I _н / 0,6 А
		ОТС	I ₂ СЗ	0,24 А
Защита от несимметричных кз и перегрузок	I ₁	СО	I ₁ СИГН	1,07·I _н / 4,33 А
		ПО	I ₁ ПУСК	1,1·I _н / 4,45 А
		ОТС	I ₁ ОТС	1,224·I _н / 4,95 А
ДЗ	Z>	1 ступень	Z ₁	0,147 Ом
		2 ступень	Z ₂	0,434 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _p СИГН	1,07·I _н / 4,43 А
		ПО	I _p ПУСК	1,12·I _н / 4,59 А
		Отсечка	I _p ПУСК	2,19·I _н / 8,92 А

Наименование	Обозначение	Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПХТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-220 и В-ТН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. защита продольная	IΔG	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁	+					+	
		t ₂						+	
		t ₃	+	+	+				
ЗПН	U>	1 ступень	+	+					
		2 ступень	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных кз и перегрузок	I ₂	СО						+	
		ПО	+	+					
		ОТС	t ₁					+	
			t ₂					+	
Защита от несимметричных кз и перегрузок	I ₁	СО							
		ПО							
		ОТС	t ₁					+	
ДЗ	Z>	1 ступень	t ₁	+	+	+		+	
			t ₂	+	+	+			
		2 ступень	t ₁	+	+			+	
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО						+	
		ПО	+	+					
		Отсечка	+	+					

Согласовано

Изм. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Саяно-Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Кали				
Провер.	Козырева				
Т.контр.					
Н.контр.					
Проектирование Усинской ГЭС			Стадия	Лист	Листов
Расчет защит релейной защиты			Кафедра ГТЭС ЭГЭС-05 2018 г.		

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

подпись

«15» ИЮЛЯ 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Усинской ГЭС на реке Уса. Гидромеханические
защиты ГА. Принцип действия, нормы и требования**

Руководитель


подпись, дата

Доцент кафедры ГЭС
СПФ СФУ
должность

В. И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

О. Н. Кобыш
инициалы, фамилия