

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

«31» мая 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**





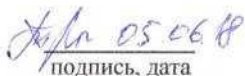


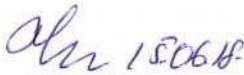
13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НУМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КУРЕЙКА.  
СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ГЭС, КРИТЕРИИ ВЫБОРА,  
МЕТОДЫ РАСЧЕТОВ, КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ РУ,  
СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ**

Руководитель	 подпись, дата	31.05.18	Начальник Оперативной службы «Саяно-Шушенской ГЭС имени П.С. Непорожного» должность	И.Ю. Погоняйченко инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата	31.05.18		В.А. Капустина инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Нуминской ГЭС на реке Курейка. Схемы выдачи мощности ГЭС, критерии выбора, методы расчетов, конструктивные исполнения РУ, способы защиты от перенапряжений».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты	 подпись, дата	<u>Е.Ю. Зайцева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	<u>А.В. Масленникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	 подпись, дата	<u>И.Ю. Погорелыченко</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	 подпись, дата	<u>В.В. Казанцева</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	 подпись, дата	<u>Т.А. Ладина</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	 подпись, дата	<u>И.Ю. Погорелыченко</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	<u>В.В. Казанцева</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	 подпись, дата	<u>А.Д. Зайцева</u> инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ НУМИНСКОЙ ГЭС .....	7
ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	10
1.1 Природные условия .....	10
1.1.1 Климат .....	10
1.1.2 Гидрологические данные .....	11
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	13
1.1.4 Сейсмические условия.....	13
1.2 Данные по энергосистеме.....	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла .....	14
2 Водно-энергетические расчеты .....	15
2.1 Исходные данные .....	15
2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов.....	15
2.2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года .....	15
2.2.2 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН энергосистемы .....	19
2.2.3 Построение годовых графиков максимальной и средней мощностей .....	21
2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требования ВХК.....	22
2.4 Баланс мощности и энергии.....	23
2.5 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году .....	23
2.6 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей.....	24
2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по средневодному году, определение среднемноголетней выработки.....	26
2.8 Построение режимного поля .....	26
3 Выбор основного энергетического оборудования.....	28
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	28
3.1.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.....	33
3.1.2 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	34
3.2 Выбор электротехнического оборудования .....	35
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	35
3.2.2 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки.....	35
3.2.3 Выбор электрогидравлического регулятора .....	35
4 Электрическая часть .....	36
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	36
4.2 Выбор типа блоков ГЭС .....	37

4.2.1	Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками .....	37
4.2.2	Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками .....	38
4.2.3	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	39
4.3	Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта ...	40
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий .....	41
4.5	Выбор схемы РУ ВН .....	42
4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на сборных шинах и на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTR WIN 3» .....	43
4.8	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	45
4.9	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН .....	46
4.10	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ .....	48
5	Релейная защита и автоматика .....	50
5.1	Технические данные защищаемого оборудования .....	50
5.2	Расчёт номинальных токов .....	51
5.3	Перечень защит основного оборудования .....	51
5.4	Описание защит и расчет их уставок .....	53
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG) .....	53
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (U0)) .....	55
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>) .....	58
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) ....	58
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I1) .....	62
5.4.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$ .....	64
5.4.7	Защита ротора от перегрузки .....	67
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	68
6	Состав и компоновка сооружений .....	69
6.1	Состав и компоновка сооружений гидроузла .....	69
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта .....	69
6.2.1	Определение отметки гребня плотины .....	69
6.3	Гидравлические расчеты .....	71
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта .....	71
6.3.2	Определение отметки гребня водослива .....	72
6.3.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае .....	74
6.3.4	Построение профиля водосливной грани .....	75
6.3.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе .....	76
6.3.6	Расчет водобойной стенки и водобойного колодца .....	77
6.3.7	Пропуск расходов через глубинный водосброс .....	79
6.4	Конструирование бетонной плотины .....	80

6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	80
6.4.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	81
6.4.3	Быки.....	81
6.4.4	Устои .....	82
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин .....	82
6.4.6	Галереи в теле плотины.....	83
6.4.7	Цементационная завеса и дренаж.....	83
6.5	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	84
6.5.1	Водобойный колодец комбинированного типа .....	84
6.5.2	Рисберма.....	84
6.6	Фильтрационные расчёты .....	84
6.7	Определение основных нагрузок на плотину .....	85
6.7.1	Вес сооружения .....	85
6.7.2	Сила гидростатического давления воды.....	86
6.7.3	Равнодействующие взвешивающего и фильтрационного давления .....	87
6.7.4	Волновое воздействие .....	87
6.8	Сбор нагрузок для расчета устойчивости плотины.....	88
6.8.1	Вес сооружения .....	88
6.8.2	Сила гидростатического давления воды.....	88
6.8.3	Равнодействующие взвешивающего и фильтрационного давления .....	89
6.8.4	Пригруз воды с нижнего бьефа .....	89
6.9	Расчёт прочности плотины.....	89
6.10	Критерии прочности плотины .....	92
6.11	Расчёт устойчивости плотины .....	93
7	Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы.....	95
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	95
7.2	Охрана труда.....	95
7.3	Пожарная безопасность .....	97
7.4	Охрана природы. Общие положения .....	100
8	Технико-экономические показатели .....	101
8.1	Оценка объемов продаж.....	101
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	101
8.3	Налоговые расходы.....	103
8.4	Оценка суммы прибыли .....	104
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	105
8.6	Бюджетная эффективность .....	106
8.7	Анализ рисков инвестиционных проектов.....	106
9	Схемы выдачи мощности ГЭС, критерии выбора, методы расчетов, конструктивные исполнения РУ, способы защиты от перенапряжений.....	109
9.1	Схемы на напряжение (3-35,66 кВ).....	112
9.2	Схемы РУ на высшее напряжение.....	114

9.2.1 Схемы РУ 110-220 кВ .....	114
9.2.2 Схемы РУ 330-750 кВ .....	117
9.3 Критерии выбора схем РУ .....	119
9.4 Методы расчетов схем РУ .....	121
9.5 Конструктивное исполнение РУ .....	122
9.6 Способы защиты от перенапряжений .....	123
9.7 Выбор главной электрической схемы Нуминской ГЭС.....	126
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	128
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	130
ПРИЛОЖЕНИЯ А - Д.....	133-144

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ НУМИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС ..... Нуминская;
2. Местонахождение ГЭС ..... Красноярский край;
3. Тип проектируемой установки ..... ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 607 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 2104 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 1% ..... 5979 м<sup>3</sup>/с;  
0,1% ..... 7053 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный ..... 300 м<sup>3</sup>/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока ..... годовой;
  - б) отметка: НПУ ..... 130 м;  
ФПУ ..... 131 м;  
УМО ..... 123,26 м
  - в) объемы: полный ..... 8,03 км<sup>3</sup>;  
полезный ..... 5,31 км<sup>3</sup>;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный ..... 38 м;
  - б) расчетный ..... 30,4 м;
  - в) минимальный ..... 27 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность: установленная ..... 550 МВт;  
гарантированная ..... 215 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии ..... 1603,8 млн. кВт·ч;
8. Плотина (общая длина / максимальная высота):
  - а) правобережная глухая каменно-набросная ..... 409,2 м / 47,2 м;
  - б) стационарная ..... 150,0 м / 47,2 м;
  - в) секция глубинного водосброса ..... 23,0 м / 47,2 м;
  - г) водосливная ..... 135 м / 47,2 м;
  - д) левобережная глухая бетонная ..... 196,1 м / 47,2 м;
9. Водосбросные сооружения
  - а) тип ..... комбинированная система водобойный колодец и стенка;
  - б) число и размер пролетов ..... 6 отверстий по 20 м;
  - в) общая длина ..... 48 м;
  - г) максимальная высота ..... 52,64 м;
10. Здание ГЭС:
  - а) тип здания ..... русловое;
  - б) число агрегатов ..... 4;
  - б) грунты в основании ..... гранит;
  - в) тип спиральной камеры ..... бетонная трапецеидальная;
  - г) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
  - д) расстояние между осями агрегатов ..... 30 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины ..... ПЛ40а-В-750;
- б) тип генератора ..... ВГС-1260/200-60;
- в) мощность генератора ..... 150 МВт;
- г) частота вращения ..... 100 об/мин;
- д) тип трансформаторов ..... ТДЦ-400000/220;
- е) количество трансформаторов ..... 2;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости ..... 7 лет.;
- б) удельные капиталовложения ..... 27263,8 руб./кВт;
- в) себестоимость энергии ..... 12 коп/кВт·ч.



## ВВЕДЕНИЕ

Цивилизованное общество невозможно представить без энергетической отрасли. Современные города полностью зависят от снабжения электрической энергией. Так при выходе из строя генерирующих мощностей или распределительных сетей, тысячи людей могут оказаться без элементарных средств обеспечения жизнедеятельности: водоснабжения, отопления, канализации, освещения. Также такие аварии могут нанести экономике страны значительный ущерб. Энергетика XXI века должна надёжно и бесперебойно обеспечивать потребителя электрической энергией, при этом поддерживать качественные показатели энергии на высоком уровне.

Все вышеперечисленные условия показывают, что к проектированию, строительству и эксплуатации энергетических объектов нужно подходить с высокой ответственностью, компетенцией и максимально использовать новые разработки и достижения науки.

С развитием технологий требуется всё большее количество электроэнергии, причём она должна быть как можно более дешёвая. Кроме того, в последнее время всё больше проявляется интерес к возобновляемым источникам энергии. Поэтому самым удобным видом электростанций с низкой себестоимостью электроэнергии на сегодняшний день неоспоримо являются гидроэлектростанции. В последнее время одним из важнейших плюсов гидроэлектростанций становится её экологическая чистота.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти оптимальные проектные решения.

## **1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС**

Курейка (также известна как Люма, Нума) – река в России, правый приток Енисея. Длина 888 км, площадь бассейна 44 700 км<sup>2</sup>, расход воды в устье около 700 м<sup>3</sup>/с.

### **1.1 Природные условия**

Протекая среди горной местности, река несколько раз коренным образом меняет направление своего течения и, выйдя в низовья из гор в пределы широкой долины Енисея, впадает в него (на 864 км от ее устья) в районе расположенного на противоположном берегу с. Курейка, 1606 км ниже по течению от г. Красноярск. Долина реки глубоководная, часто каньонообразная; в русле отмечаются пороги и перекаты, где скорость течения воды достигает 4—5 м/сек. Бассейн реки расположен за Полярным кругом, в зоне распространения многолетней мерзлоты, в пределах Среднесибирского плоскогорья.

Половодье в мае – августе (67 % годового стока), летние паводки. Ледостав с октября по июнь, ледоход осенью около 20 дней, весной – 7, сопровождается заторами. Льдом река покрывается во второй половине сентября за исключением порожистой ее части, где она нередко остается незамерзшей всю зиму.

#### **1.1.1 Климат**

Нуминский гидроузел проектируется в субарктическом поясе континентальной области, в районе распространения многолетней мерзлоты. Это зона избыточного увлажнения притундровых лесов и редкоствольной тайги, где осадков выпадает больше, чем может испариться. В формировании климата сказывается влияние континента и Северного Ледовитого океана. Зима продолжительная, а лето короткое, но для широты Полярного круга – сравнительно теплое. Переходные сезоны года характеризуются неустойчивой погодой.

Средняя годовая температура воздуха отрицательная – минус 6.9 - 7.9 °С. Самый холодный месяц – январь со средней температурой воздуха минус 27.2 - 28.4 °С и средней минимальной температурой минус 31.6 - 32.7 °С. Средняя температура воздуха самого теплого месяца июля составляет плюс 14.3 - 16.0 °С, при этом средний максимум, характеризующий дневной температурный фон в июле, находится в пределах плюс 19.8 - 21.4 °С.

Переход средней суточной температуры воздуха через 0 °С весной происходит во второй-третьей декадах мая, осенью — в начале октября. Безморозный период в среднем продолжается 88 — 99 дней. Устойчивые морозы начинаются в октябре и заканчиваются в мае, продолжительность их

составляет около 200 дней.

Годовое количество осадков колеблется в рассматриваемом районе от 525 мм до 686 мм. Наблюденный суточный максимум 50 — 57 мм отмечен в июле, в районе Туруханска — 62 мм в сентябре. В среднем за год возможно 203 — 217 дней с осадками 20,1 мм.

### 1.1.2 Гидрологические данные

В питании р. Курейки основное участие принимают талые снеговые воды. Наиболее значительной фазой водного режима в естественных условиях является весеннее половодье, за период которого проходит до 60 % годового стока. Половодье начинается в ранние весны — в начале мая, в поздние — в конце первой декады июня. Продолжительность половодья изменяется от 45 до 90 дней. Максимальные расходы весеннего половодья в 20-40 раз превышает величину среднего годового расхода воды. Весенний ледоход длится 7—10 дней, иногда наблюдаются заторы льда. За летне-осенний период проходит до 3 дождевых паводков, наиболее высокие - в августе-сентябре. За этот период стекает около 35 % годового стока. Летне-осенняя межень обычно продолжается с июня по октябрь.

В условиях лесотундры наиболее низкий сток наблюдается зимой, когда почвы глубоко промерзают. В этот период подземное питание рек происходит только за счет истощения подземных вод сквозных и несквозных таликов, распространенных в районе залегания массивно—островной и островной мерзлоты.

В приложении А таблице А.1 представлен исходный гидрологический ряд за 50 лет наблюдений для реки Курейка. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц

Кривая связи объемов и уровней воды в ВБ водохранилища Нуминской ГЭС (рис. 1.1) и ее координаты, представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Координаты кривой связи объемов и уровней воды в ВБ

Zвб, м	V, км <sup>3</sup>
90,00	0
110,05	1
119,97	2
124,04	3
126,02	4
127,46	5
128,03	6
129,03	7
129,98	8
130,97	9
132,02	10
132,99	11

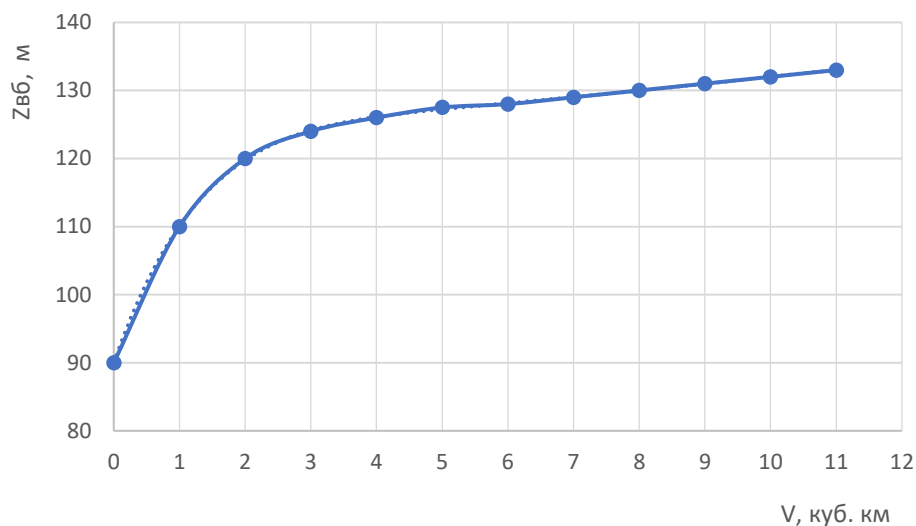


Рисунок 1.1 – График зависимости объемов и уровней в ВБ

Кривая связи расходов и уровней в НБ (рис. 1.2) и ее координаты, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи расходов и уровней в НБ

Летняя		Зимняя	
Z <sub>НБ</sub> , м	Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с	Z <sub>НБ</sub> , м	Q <sub>НБ</sub> , м <sup>3</sup> /с
90,02	0	90,02	0
91,04	576,6	91,04	465
92,21	1165,6	92,19	1000
93,16	2000	93,16	1600
94,05	3000	94,05	2500
95,04	4300	95,03	3600
96,11	6138	96,10	5300
97,03	10000	97,05	8060

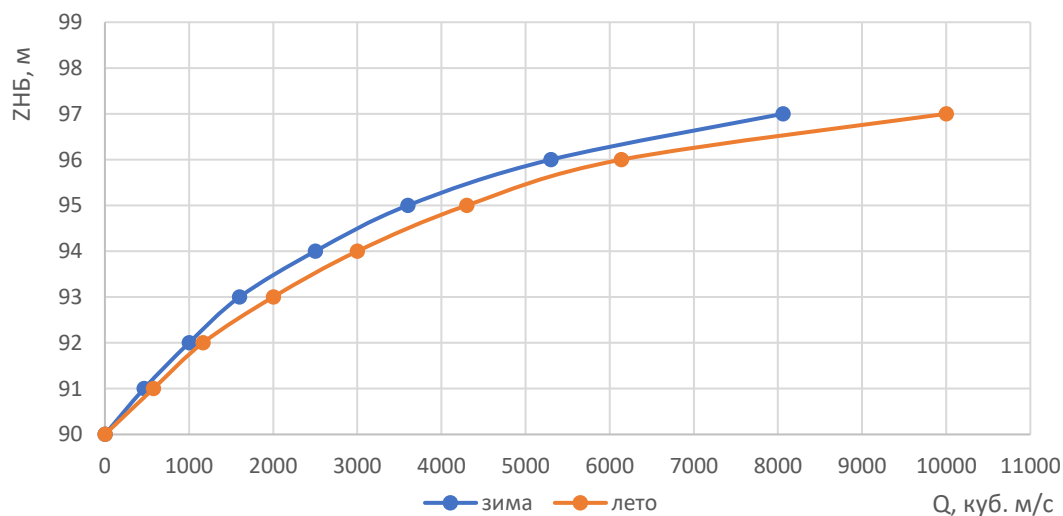


Рисунок 1.2 – График зависимости расходов и уровней в НБ

Значения кривой обеспеченности максимальных расходов для сооружения II класса представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Значения расходов наибольших расходов для сооружений II класса в поверочном случае

P%	0,1%	0,5%	1%	3%	5%	10%	20%	50%	75%	95%	97%	99%	99,9%
$\varphi$	3,86	3,07	2,71	2,1	1,78	1,32	0,8	-0,09	-0,72	-1,47	-1,64	-1,92	-2,3
$M_s$	1,046	0,832	0,734	0,569	0,482	0,358	0,217	-0,024	-0,195	-0,398	-0,444	-0,520	-0,623
$K_s$	2,046	1,832	1,734	1,569	1,482	1,358	1,217	0,976	0,805	0,602	0,556	0,480	0,377
$Q_{расч}$	7053	6315	5979	5409	5110	4680	4194	3363	2774	2074	1915	1653	1298

Кривая обеспеченности средних максимальных расходов воды реки Курейка для  $P_{0,1\%}$  представлена в приложении А, рис. А.1.

### 1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании створа Нуминской ГЭС залегает гранит. Ширина по створу 919,3 метров. Дно находится на отметке 90 метров.

### 1.1.4 Сейсмические условия

В сейсмическом отношении рассматриваемая территория является спокойной. Район основных сооружений и водохранилища входит в асейсмичную зону с интенсивностью 5 или менее баллов при повторяемости раз в 5000 лет.

## 1.2 Данные по энергосистеме

Данные по энергосистеме берем с сайта системного оператора so-ups.ru.

$\mathcal{E}_{оду} = 201,21$  млрд кВт·ч;  $\mathcal{E}_{рду} = 58,87$  млрд кВт·ч.

Нужны типичные зимние и летние сутки, главное, чтобы они были будничными днями, возьмем 25 декабря и 25 июня 2015 г.,

Данные ОДУ Сибири занесены в таблицу 1.4 и вычисляем коэффициент перехода  $k$ :

$$k = \frac{\mathcal{E}_{оду}}{\mathcal{E}_{рду}} = \frac{201,21 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч}}{58,87 \text{ млрд кВт}\cdot\text{ч}} = 3,418, \quad (1.1)$$

Т.к. на сайте есть мощность генерации и потребления только по ОДУ Сибири, нужно через формулу прийти к мощности потребления Красноярского РДУ:

$$P_{ДУ}_n = \frac{P_n[\text{ОДУ}]}{k}, \quad (1.2)$$

Таблица 1.4 – Значения мощностей ОДУ и РДУ

Часы	Р <sub>зимы</sub> , МВт [ОДУ]	РДУ зимы, МВт	Р <sub>лета</sub> , МВт [ОДУ]	Р лета, МВт
0	24994	7313	17751	5194
1	25222	7379	17759	5196
2	25766	7539	18193	5323
3	26471	7745	18995	5558
4	27385	8012	19798	5792
5	27979	8186	20491	5995
6	28313	8284	21035	6154
7	28056	8209	21296	6231
8	27831	8143	21015	6149
9	27580	8069	21013	6148
10	27532	8055	20962	6133
11	27564	8065	20986	6140
12	27727	8112	21046	6158
13	28179	8245	20806	6087
14	28588	8364	20742	6069
15	28541	8351	20838	6097
16	28322	8286	20614	6031
17	27958	8180	20561	6016
18	27551	8061	20803	6087
19	26695	7810	20361	5957
20	25936	7588	19440	5688
21	25304	7403	18599	5442
22	24941	7297	18163	5314
23	24760	7244	17930	5246
Ср. потребление		7914		5842

### 1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования в качестве аналогов были выбраны следующие станции:

- Кривопорожская ГЭС;
- Кумская ГЭС.

## 2 Водно-энергетические расчеты

### 2.1 Исходные данные

- 1) Коэффициент мощности  $k_N=8,5$ ;
- 2) Нагрузочный резерв системы 2%
- 3) Аварийный резерв системы 8%
- 4) Потери напора в подводящих сооружениях  $\Delta h = 0,4$  м;
- 5) Санитарный попуск  $150 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- 6) Основными объектами генерации являются Красноярская ГЭС возьмем 30% от ее установленной мощности:  $N_{\text{раб}} = 1800 \text{ МВт}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 43 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$ ; и Богучанская ГЭС 30% от ее мощности:  $N_{\text{раб}} = 900 \text{ МВт}$ ,  $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 22 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$ .
- 7) Требования участников ВХК и потери воды определены из условий географического положения реки, ее климатической зоны, свойств основания почв и расположение водозаборных установок в НБ. Данные требования приняты в качестве исходные и представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяцы	Расходы в метрах кубических в секунду											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>ВХК</sub>	300	300	300	300	600	600	600	600	600	300	300	300
Q <sub>исп</sub>	0	0	0	0	2	3	4	2	2	0	0	0
Q <sub>лѐд</sub>	5	5	5	-15	-15	0	0	0	0	5	5	5
Q <sub>Фил</sub>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q <sub>шлюз</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### 2.2 Выбор установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов

#### 2.2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года

Разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья отнесем V- VIII месяцы; к периоду межени отнесем IX , X, XI, XII, I, II, III, IV месяцы, т.к. те месяцы, в которых расходы превышают среднегодовые значения, мы отнесем к половодью, а те месяцы, где расходы ниже среднегодовых- к межени. Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1}, \quad (2.1)$$

где  $m$  – порядковый номер расхода в убывающем году;

$n$  – общее число лет в статистическом году.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного года принимаем равным 90%, средневодного – 50%.

Результаты вычисленных и проранжированных значений представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Проранжированные данные в порядке убывания

$m$	$P, \%$	$Q_{\text{СРЕД.}},$ $\text{м}^3/\text{с}$	Годы	$Q_{\text{СРЕД.}}$ полов., $\text{м}^3/\text{с}$	Годы.	$Q_{\text{СРЕД.}}$ МЕЖЕНЬ, $\text{м}^3/\text{с}$	Годы.
1	2,0	890	1956	2192	1976	332	1956
2	3,9	869	1976	2006	1956	225	1967
3	5,9	814	1967	2006	1961	220	1937
4	7,8	779	1968	2000	1981	217	1968
5	9,8	746	1971	1993	1967	207	1976
6	11,8	746	1961	1956	1971	190	1954
7	13,7	744	1981	1903	1968	174	1959
8	15,7	690	1955	1838	1975	171	1978
9	17,6	687	1954	1789	1955	168	1951
10	19,6	682	1975	1692	1953	160	1936
11	21,6	677	1937	1682	1954	160	1946
12	23,5	662	1951	1659	1952	158	1958
13	25,5	650	1936	1651	1951	155	1977
14	27,5	643	1963	1643	1963	145	1950
15	29,4	638	1953	1632	1936	143	1942
16	31,4	631	1952	1603	1944	143	1949
17	33,3	627	1944	1600	1974	143	1963
18	35,3	620	1942	1594	1972	142	1973
19	37,3	603	1970	1590	1937	141	1934
20	39,2	586	1934	1583	1948	141	1955
21	41,2	586	1948	1575	1942	141	1971
22	43,1	585	1972	1553	1970	139	1944
23	45,1	584	1974	1526	1965	133	1938
24	47,1	582	1946	1513	1933	130	1957
25	49,0	580	1949	1502	1939	129	1970
26	51,0	575	1965	1497	1964	127	1941
27	52,9	575	1958	1478	1934	127	1947
28	54,9	574	1945	1473	1945	125	1932
29	56,9	573	1939	1466	1941	124	1945
30	58,8	573	1941	1453	1949	118	1962
31	60,8	572	1964	1450	1957	117	1952
32	62,7	571	1977	1430	1935	117	1981
33	64,7	571	1933	1425	1946	116	1961
34	66,7	570	1957	1417	1973	113	1969
35	68,6	567	1973	1409	1932	112	1935



Продолжение таблицы 2.2

m	P, %	Q <sub>СРЕД.</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>СРЕД.</sub> полов., м <sup>3</sup> /с	Годы.	Q <sub>СРЕД.</sub> МЕЖЕНЬ, м <sup>3</sup> /с	Годы.
36	70,6	553	1932	1409	1958	110	1964
37	72,5	551	1935	1405	1977	110	1953
38	74,5	543	1950	1386	1940	110	1940
39	76,5	541	1959	1355	1969	109	1980
40	78,4	537	1978	1342	1966	109	1960
41	80,4	535	1940	1340	1950	108	1939
42	82,4	527	1969	1302	1938	106	1979
43	84,3	523	1938	1288	1962	105	1975
44	86,3	514	1966	1275	1959	105	1943
45	88,2	508	1962	1271	1978	101	1966
46	90,2	501	1947	1264	1960	100	1965
47	92,2	494	1960	1257	1979	100	1933
48	94,1	490	1979	1249	1947	87	1948
49	96,1	465	1980	1179	1980	80	1972
50	98,0	440	1943	1110	1943	77	1974

Эмпирические кривые построенные по данным таблицы 2.2 представлены на рисунке 2.1.

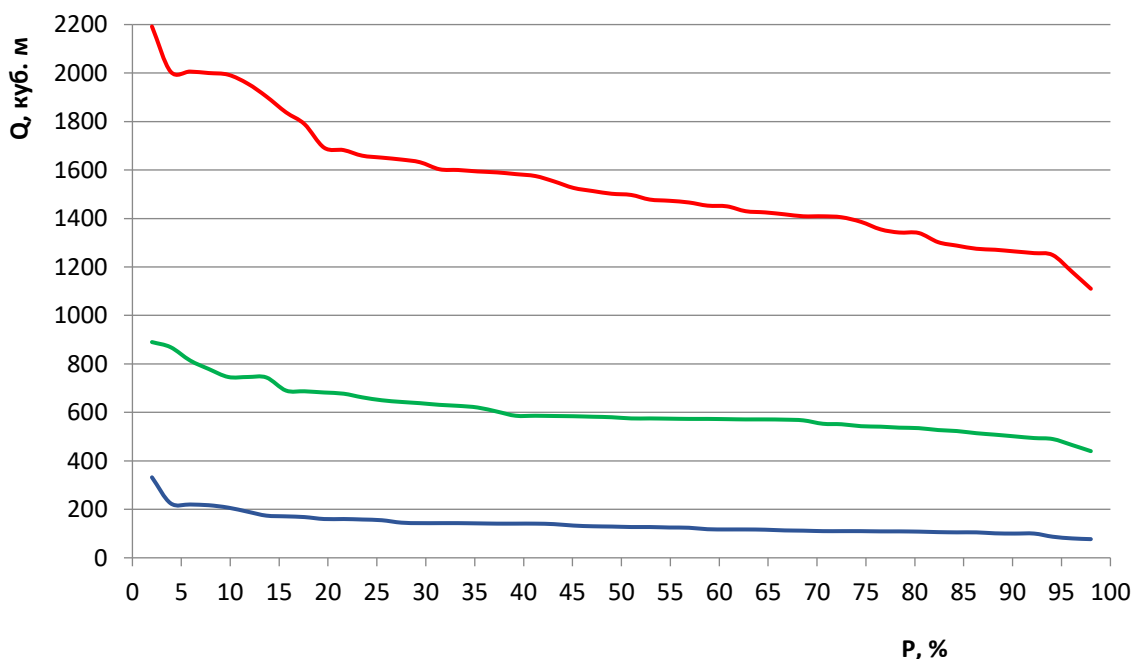


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

**Выбор расчётного среднеговодного года (P=50%)**

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайший год от расчётной обеспеченности 50%: 1965 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M1941}}{Q_{M1965}} = \frac{127}{100} = 1,27, \quad (2.2)$$

$$K_n = \frac{Q_{n1965}}{Q_{n1965}} = \frac{1497}{1497} = 1, \quad (2.3)$$

### Выбор расчётного маловодного года (P=90%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности: 1960 год. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_M = \frac{Q_{M1965}}{Q_{M1960}} = \frac{100}{109} = 0,92, \quad (2.4)$$

$$K_n = \frac{Q_{n1960}}{Q_{n1960}} = \frac{1264}{1264} = 1, \quad (2.5)$$

В качестве маловодного и средневодного годов принимаем 1960 и 1965 года, они требуют приведения. Делаем корректировку для обоих годов и заносим данные в таблицы 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 - Расчетный маловодный 1960 год

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
Q, м <sup>3</sup> /с	46	33	30	48	1352	2733	607	363	287	287	76	68	494
Q <sub>пр</sub> , м <sup>3</sup> /с	45	32	29	47	1325	2678	595	356	281	281	74	67	484
Q <sub>кор</sub> , м <sup>3</sup> /с	60	82	63	254	1362	1840	650	640	610	230	80	55	494

Таблица 2.4 - Расчетный средневодный 1965 год

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср</sub>
Q, м <sup>3</sup> /с	38	30	27	27	543	4450	472	637	320	237	71	50	575
Q <sub>пр</sub> , м <sup>3</sup> /с	38	30	27	27	538	4406	467	631	317	235	70	50	569
Q <sub>кор</sub> , м <sup>3</sup> /с	85	94	108	325	1490	2270	760	680	650	262	90	80	575

По полученным скорректированным данным строим гидрограф (рис. 2.2).

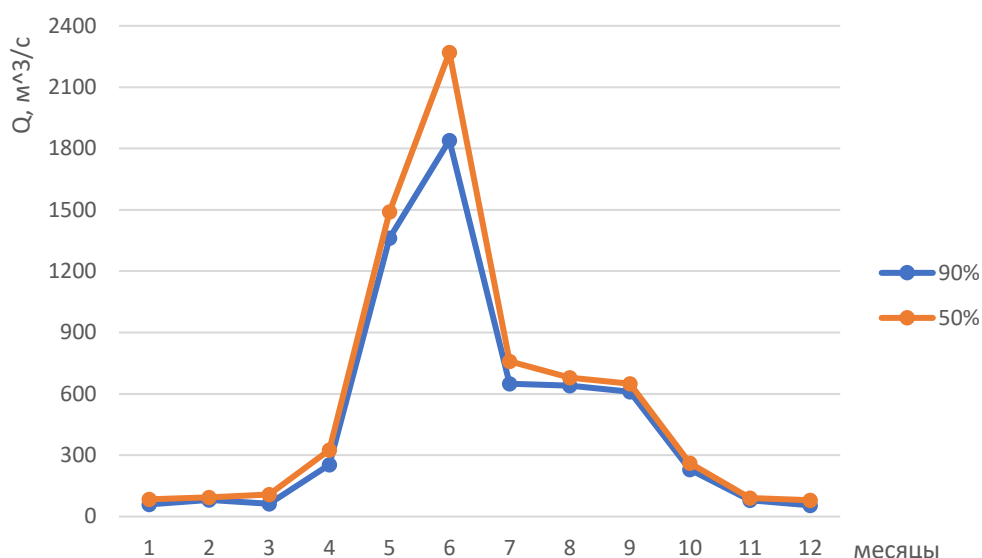


Рисунок 2.2 - Гидрографы средневодного и маловодного годов

## 2.2.2 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН энергосистемы

Для построения суточных графиков нагрузки и ИКН воспользуемся данными из таблицы 1.4. Почасовые значения мощностей энергосистемы за сутки ранжируем по убыванию. В ранжируемом ряду определим приращение нагрузки  $\Delta P$  с шагом в один час.

Подсчитываются накопления мощности и выработки. По координатам в таблицах 2.5 и 2.6 строятся интегральные кривые нагрузки.

Таблица 2.5 - Мощности энергосистемы в зимних месяцах

Часы	P, МВт	P <sub>ранж</sub> , МВт	$\Delta P$ , МВт	t, часы	$\Delta \mathcal{E}$ , млн кВт*ч	$\Sigma P$ , МВт	$\Sigma \mathcal{E}$ , млн кВт*ч
0	7313	8364	14	1	0,014	13,75	0,014
1	7379	8351	64	2	0,128	77,83	0,142
2	7539	8286	3	3	0,008	80,46	0,150
3	7745	8284	39	4	0,157	119,67	0,307
4	8012	8245	36	5	0,180	155,65	0,487
5	8186	8209	23	6	0,135	178,18	0,621
6	8284	8186	6	7	0,043	184,33	0,665
7	8209	8180	37	8	0,297	221,48	0,962
8	8143	8143	30	9	0,274	251,91	1,236
9	8069	8112	43	10	0,430	294,92	1,666
10	8055	8069	5	11	0,052	299,60	1,717
11	8065	8065	4	12	0,046	303,41	1,763
12	8112	8061	6	13	0,072	308,96	1,835
13	8245	8055	43	14	0,602	351,97	2,438
14	8364	8012	202	15	3,028	553,85	5,466
15	8351	7810	66	16	1,049	619,39	6,514
16	8286	7745	157	17	2,661	775,92	9,175

Продолжение таблицы 2.5

Часы	P, МВт	P <sub>ранж</sub> , МВт	ΔP, МВт	t, часы	ΔЭ, млн кВт*ч	ΣP, МВт	ΣЭ, млн кВт*ч
17	8180	7588	50	18	0,895	825,66	10,071
18	8061	7539	135	19	2,568	960,83	12,639
19	7810	7403	24	20	0,480	984,82	13,119
20	7588	7379	67	21	1,401	1051,53	14,520
21	7403	7313	16	22	0,341	1067,04	14,861
22	7297	7297	53	23	1,218	1120,00	16,079
23	7244	7244	7244	24	173,856	8364,00	189,935

Таблица 2.6 - Мощности энергосистемы за летние месяцы

Часы	P, МВт	P <sub>ранж</sub> , МВт	ΔP, МВт	t, часы	ΔЭ, млн кВт*ч	ΣΔP, МВт	ΣΔЭ, млн кВт*ч
0	5194	6231	73	1	0,073	73,14	0,073
1	5196	6158	3	2	0,006	76,36	0,080
2	5323	6154	6	3	0,018	82,21	0,097
3	5558	6149	1	4	0,002	82,80	0,100
4	5792	6148	8	5	0,040	90,70	0,139
5	5995	6140	7	6	0,042	97,72	0,181
6	6154	6133	36	7	0,254	134,00	0,435
7	6231	6097	9	8	0,075	143,36	0,510
8	6149	6087	1	9	0,008	144,24	0,518
9	6148	6087	18	10	0,179	162,09	0,696
10	6133	6069	37	11	0,412	199,54	1,108
11	6140	6031	16	12	0,186	215,05	1,294
12	6158	6016	20	13	0,266	235,53	1,561
13	6087	5995	38	14	0,533	273,56	2,093
14	6069	5957	165	15	2,471	438,28	4,564
15	6097	5792	105	16	1,676	543,03	6,239
16	6031	5688	130	17	2,213	673,23	8,453
17	6016	5558	116	18	2,086	789,09	10,539
18	6087	5442	119	19	2,257	907,88	12,796
19	5957	5323	9	20	0,176	916,65	12,971
20	5688	5314	68	21	1,432	984,82	14,402
21	5442	5246	50	22	1,101	1034,86	15,503
22	5314	5196	2	23	0,054	1037,20	15,557
23	5246	5194	5194	24	124,656	6231,20	140,213

Так как Красноярское РДУ считается типичным из-за огромных заводов в нем и коэффициент перехода меньше 10, то типовой суточный график не строится.

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учётом введённых в работу ГЭС. (Приложение Б, рисунок Б.1 и Б.2).

### 2.2.3 Построение годовых графиков максимальной и средней мощностей

Максимальную нагрузку энергосистемы определим по формуле:

$$P_{max} = (a + b) * \cos(30^0 \cdot t - 15^0), \quad (2.6)$$

где  $t$  – порядковый номер месяца.

$a$  и  $b$  – коэффициенты, высчитываемые по формулам:

$$a = \frac{P_{зим}^{max} + P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.7)$$

$$b = \frac{P_{зим}^{max} - P_{лет}^{max}}{2}, \quad (2.8)$$

где  $P_{зим}^{max}$  – максимальная нагрузка по зиме;  
 $P_{лет}^{max}$  – максимальная нагрузка по лету.

Среднемесячные мощности находятся аналогично. Полученные значения заносятся в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Данные для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	cos	Максимальные			Среднемесячные		
		a	b	$P_{max}$ , МВт	a	b	$P_{ср}$ , МВт
1	0,97	7298	1067	8328	6878	1036	7879
2	0,71			8052			7611
3	0,26			7574			7147
4	-0,26			7022			6611
5	-0,71			6544			6146
6	-0,97			6268			5878
7	-0,97			6267			5877
8	-0,71			6542			6144
9	-0,26			7019			6608
10	0,26			7571			7144
11	0,71			8050			7609
12	0,97			8327			7878

Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок представлены на рисунке 2.3.

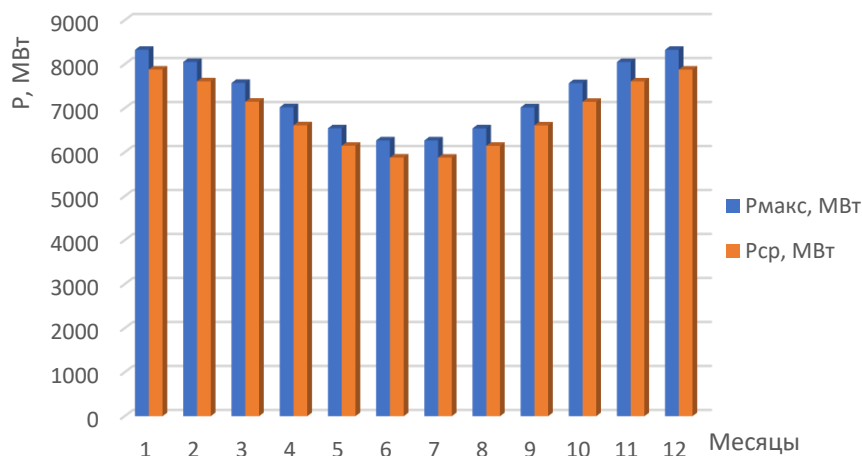


Рисунок 2.3 - Годовой график максимальных нагрузок

### 2.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требования ВХК

Для расчета режима возьмем расходы маловодного года (п. 2.2.1). Расчет выполняется для того, чтобы построить баланс энергии. Все полученные данные занесены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Расчёт маловодного года

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q 90%	60	82	63	254	1362	1840	650	640	610	230	80	55
Q <sub>исп</sub>	0	0	0	0	2	3	4	2	2	0	0	0
Q <sub>лед</sub>	5	5	5	-15	-15					5	5	5
Q <sub>фил</sub>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q <sub>шлюз</sub>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
сумма Q	6	6	6	-14	-12	4	5	3	3	8	6	6
Q <sub>быт</sub>	54	76	57	268	1374	1836	645	637	607	224	74	49
Q <sub>вхк</sub>	х	х	х	х	2х	2х	2х	2х	2х	х	х	х
ограничения по ВХК	300	300	300	300	600	600	600	600	600	300	300	300

Режим работы по водотоку

Z <sub>вб</sub> , м	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Z <sub>нб</sub> , м	91,4	91,4	91,4	91,4	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	91,4	91,4	91,4
H, м	38,2	38,2	38,2	38,2	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	38,1	38,2	38,2
N <sub>быт</sub> , кВт	18	25	19	87	433	578	203	201	191	73	24	16

Режим работы по ВХК

Z <sub>вб</sub> , м	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Z <sub>нб</sub> , м	91,4	91,4	91,4	91,4	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	91,4	91,4	91,4
H, м	38,2	38,2	38,2	38,2	37,1	37,1	37,1	37,1	37,1	38,1	38,2	38,2
N <sub>вхк</sub> , кВт	97	97	97	97	189	189	189	189	189	97	97	97

Продолжение таблицы 2.8

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N БЫТ-N ВХК	-80	-73	-79	-10	244	389	14	12	2	-25	-73	-82
												240

Суммарный избыток  $\Delta N = 240$  МВт. Сработка водохранилища начинается с октября.

#### 2.4 Баланс мощности и энергии

Возьмем данные годового графика средних мощностей (рис. 2.3), и построим баланс энергии. На этом графике отметим мощность по водотoku и ВХК. Проведем линию гарантированной мощности так, чтобы образовавшаяся пустота была равна суммарному избытку. (приложение Б, рис. Б.3).

Из графика получаем гарантированные мощности за январь, декабрь  
 $N_{\text{гар}} = 215$  МВт.

#### 2.5 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году

Начнем расчет сработки-наполнения водохранилища, он нужен для того, чтобы найти гарантированную мощность, при которой отметки и объемы водохранилища придут к начальным значениям. В те месяцы, которые оказались ниже гарантированной мощности будем работать по требованиям ВХК. (прил. Б, рис. Б.3).

В первой итерации объем и отметка не пришли к НПУ и начальному объему (приложение Б, табл. Б.1), поэтому поднимаем линию гарантированной мощности на 2 МВт.

В результате последней итерации напор остался в допустимых пределах, выдается гарантированная мощность, по полученным результатам (прил. Б, табл. Б.2) строится график изменения отметки ВБ во времени. (рис. 2.4), УМО равно 123,26 м.

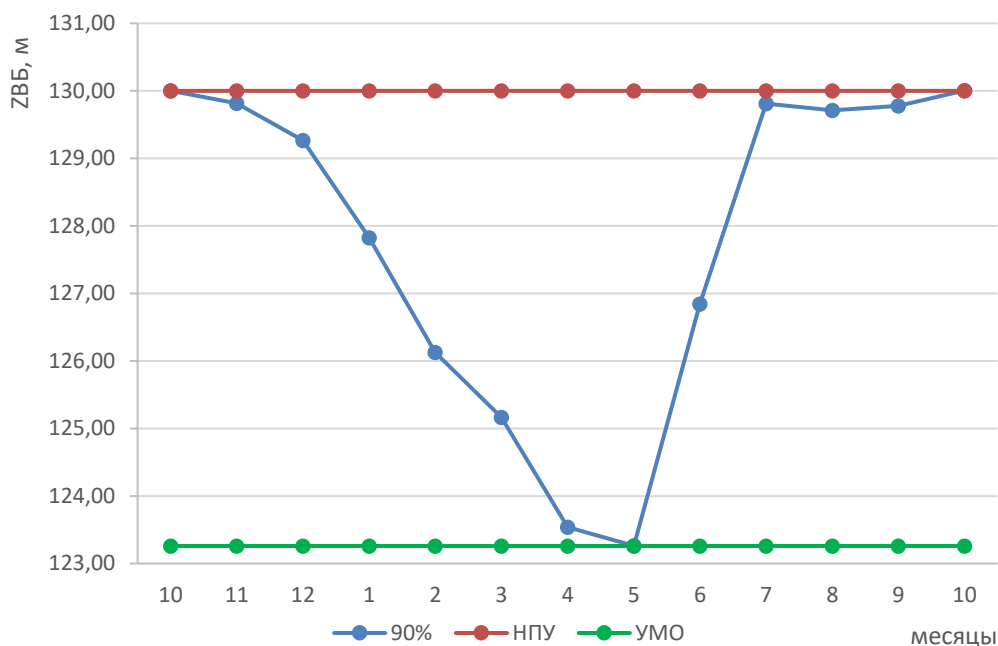


Рисунок 2.4 - Изменение  $Z_{BВ}$  в течение маловодного года

## 2.6 Определение установленной мощности ГЭС, баланс мощностей

Установленная мощность ГЭС рассчитывается по формуле:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{рез}, \quad (2.9)$$

Для того, чтобы найти рабочую мощность, необходимо вписать проектируемую ГЭС в ИКН для типичных зимних суток (рис. 2.3). Берем значение максимальной гарантированной мощности умножаем его на 24, получив гарантированную выработку.

$$\mathcal{E}_{раб.зим} = N_{раб} \cdot \frac{24}{1000} = 215 \cdot \frac{24}{1000} = 5,16 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.10)$$

Некоторую часть проектируемой ГЭС в данном случае распределяем в пик и базу. (приложение Б, рис. Б.4) Ту часть, которая идет в базу определим по санитарному попуску  $Q_{с.п.} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$ ;  $H_{ср}$  возьмём из прил. Б, табл.Б.2; КПД турбины посмотрим в ее характеристике. Чтобы найти выработку, которая пойдет в базу определим сначала мощность:

$$N_{с.п.} = \frac{9,81 \cdot Q_{с.п.} \cdot H_{ср} \cdot \eta_T}{1000} = \frac{9,81 \cdot 150 \cdot 37,15 \cdot 0,921}{1000} = 50,4 \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

$$\mathcal{E}_{с.п.} = 24 \cdot \frac{N_{с.п.}}{1000} = 24 \cdot \frac{50,4}{1000} = 1,2 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.12)$$



По рисунку (прил. Б, рис. Б.4) найдем рабочую мощность  $N_{\text{раб}} = 466$  МВт. Найдем резервы: предпочтительно на ГЭС устанавливать только нагрузочный резерв, который рассчитывается как 1-2% от максимальной мощности энергосистемы,  $N_{\text{рез}} = 84$  МВт.

$$N_{\text{уст}} = 466 + 84 = 550 \text{ МВт},$$

Рассчитаем необходимые данные для построения баланса мощностей.

Аварийный резерв для станций составляет 8% от рабочей мощности станции, нагрузочный резерв – 2%. Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен на ГЭС и на ТЭС.

$$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} = 2700 \text{ МВт}.$$

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{а.р.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{н.р.}}^{\text{ТЭС}}, \quad (2.13)$$

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{ мес} = 338 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.14)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{ мес} = 69 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.15)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 3752 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}, \quad (2.16)$$

Данные для построения баланса мощности энергосистемы представлены в приложении Б табл. Б.3. По этим данным строим баланс мощности (прил. Б., рис. Б.5).

## 2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по средневодному году, определение среднемноголетней выработки

Для определения средней многолетней выработки рассчитаем ВЭР для средневодного года. Он проводится также как для маловодного года, важным условием является то, что НПУ и УМО оказались такими же по значениям, как в маловодном году. Расходы берем из таблицы 2.4.

Расчеты проводим по отметкам маловодного года (прил. Б, табл. Б.4) и полученным мощностям маловодного года (прил. Б, табл. Б.5).

В первом ВЭР выработка равна 1599,9 млн. кВт·ч, а во втором – 1603,8 млн.кВт·ч. Объявляем среднемноголетнюю выработку проектируемого Нуминского гидроузла 1603,8 млн. кВт·ч.

## 2.8 Построение режимного поля

Для построения области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Расчеты представлены в таблице 2.9, полученное режимное поле – на рисунке 2.5.

Таблица 2.9 - Расчет режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Q <sub>нб</sub>	Z <sub>нб лето</sub>	Z <sub>нб зима</sub>	H <sub>НПУ</sub>	H <sub>УМО</sub>	H <sub>Звб1</sub>	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с	H, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	90,02	90,09	22,53	8,46	18,56	33,5	2027,9	30,4	2128,5
465	91,95	91,97	23,72	9,65	19,75	33	2046,3	30,2	2121,5
1000	93,70	93,73	24,55	10,48	20,58	32,6	2071,5	30	2114,4
2000	96,24	96,27	25,33	11,26	21,36	32,5	2077,8	29,8	2107,4
2900	98,00	98,06	26,57	12,50	22,60	32,4	2084,2	29,6	2100,3
4000	99,81	99,89	27,90	13,83	23,93	32	2110,3	29,4	2093,2
5300	101,65	101,70	29,71	15,64	25,74	31,5	2143,8	28,9	2075,3
6500	102,98	103,03	31,54	17,47	27,57	31	2178,4	28,5	2060,9
8060	104,21	104,27	33,33	19,26	29,36	30,9	2094,0	28	2042,7
9500	105,02	105,05	35,87	21,80	31,90	30,7	2107,7	27,8	2035,4
11200	105,84	105,88	37,63	23,56	33,66	30,6	2054,2	27,5	2024,4
13000	107,01	107,07	39,51	25,44	35,54	30,4	2128,5	27	2005,9

Полученная по режимному полю область находится в допустимых значениях по напору и расходу. Максимальный напор  $H_{\max}$  составил 38 м, расчётный  $H_p = 30,4$  м, минимальный  $H_{\min} = 27$  м.

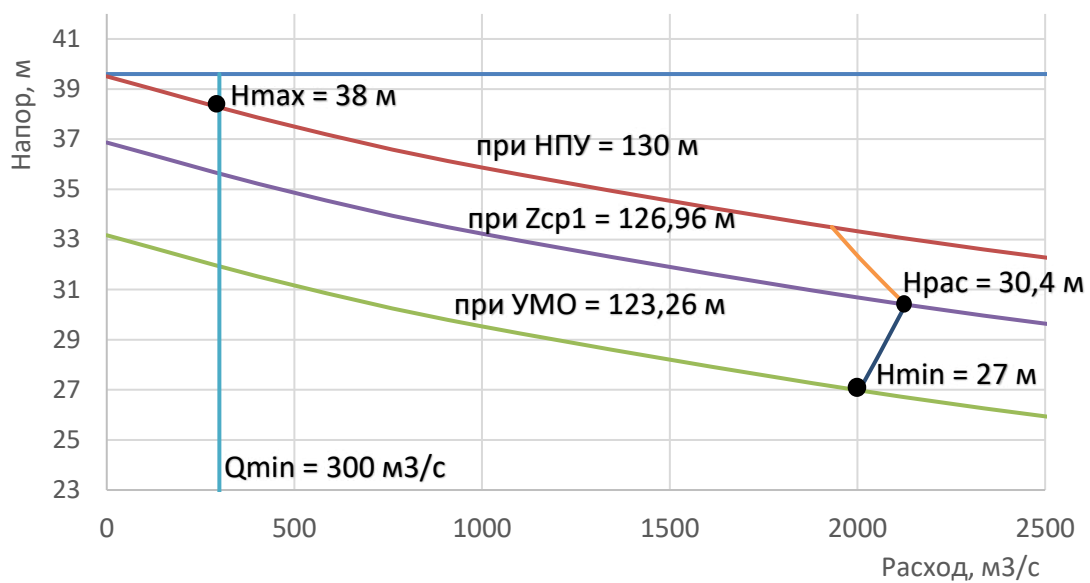


Рисунок 2.5 – Режимное поле Нуминского водохранилища

### 3 Выбор основного энергетического оборудования

#### 3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Подбор оборудования с использованием ГУХ состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин выбрать варианты диаметра рабочего колеса  $D_1$  и синхронной частоты вращения  $n$ , выполняющие условия: проектируемая ГЭС работает в режимном поле на наименьшем количестве агрегатов и с наибольшим КПД при минимальном заглублении.

Далее подбираем варианты гидротурбин, которые соответствуют известному диапазону напоров. Главные критерии подбора: значение  $H_{\max}$  должно быть меньше предельного напора  $H_{\text{пред}}$  выбранной гидротурбины, отношение  $H_{\min}/H_{\max} = 27/38 = 0,71$  должно быть не меньше справочных данных.

Основываясь на приведенных выше данных напоров, для выбора основного оборудования рассмотрим тип гидротурбин ПЛ40а-В ПЛ40б-В и РО45-В, их параметры представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Параметры гидротурбин

Параметр	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	РО45-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	40	40	45
$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5	0,6
$n'_{\text{opt}}, \text{ МИН}^{-1}$	125	123	82
$Q'_{\text{opt}}, \text{ л/с}$	1020	1150	1200
$\eta_{\text{м opt}}$	0,913	0,904	0,921
$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1800	1700	1430
$D'_{1\text{м}}, \text{ м}$	0,46	0,46	0,46
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	4	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	10	20	8
$v_{\text{мод}}, \text{ м}^2/\text{с}$	1,3	1,01	1,38

Выполняем пересчет характеристик от модельных параметров к натурным для выбранных типов гидротурбин для ряда стандартных диаметров. Все расчеты выполнены в программе Microsoft Excel. Далее приведен пример расчета для диаметра 7,5 м для турбины ПЛ40а-В.

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_t \eta_g^{\text{cp}}}, \quad (3.1)$$

где  $Q'_{1p} = 1,7$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_t$  – КПД натурной турбины;

$\eta_g^{\text{cp}} = 0,97$  – средний КПД генератора.

КПД натурной турбины  $\eta_T$ :

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - \eta_{\text{мод}}) \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right) = \\ &= 1 - (1 - 0,88) \left( (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{7,5}} \sqrt[10]{\frac{4}{30,4}} \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,3}} \right) = 0,93, \end{aligned} \quad (3.2)$$

где  $\eta_M$  – КПД модельной турбины;

$D_{1M}$  – диаметр модельной турбины;

$H_M$  – напор модельной турбины;

$D_1$  – диаметр натурной турбины;

$H_p^N$  – расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_M, v_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий  $t_H$  и  $t_{\text{мод}}$ ;

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

Тогда мощность агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,7 \cdot 7,5^2 \cdot 30,4 \sqrt{30,4} \cdot 0,93 \cdot 0,97 = 141,38 \text{ МВт},$$

Предварительно число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{\text{уст}}^p}{N_a} = \frac{550000}{141,38} = 3,89, \quad (3.3)$$

где  $N_{\text{уст}}^p = 550000$  кВт – расчетная установленная мощность ГЭС.

Округляем получившееся число в большую сторону. Принимаем  $Z_a=4$ .

Получаем уточненную мощность гидроагрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{550000}{4} = 137,5 \text{ МВт}, \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 125 \cdot \frac{\sqrt{30,4 \cdot 1,05}}{7,5} = 94,32 \text{ об/мин}, \quad (3.5)$$

где  $n'_{I p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$\Delta = \frac{0,93}{0,88} = 1,05$  – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

Принимаем ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения и получаем  $n_c = 100$  об/мин.

Расчеты ПЛ40а-В других диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры гидротурбин ПЛ40а-В

$D_1$ , м	5,6	6	6,3	6,7	7,1	8
$\eta_T$	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
$N'_a$ , МВт	78,61	90,3	99,6	112,713	126,64	160,951
$Z'_a$ , ШТ	7,00	6,09	5,52	4,88	4,34	3,42
$Z_a$ , ШТ	8	8	6	5	6	4
$N_a$ , МВт	68,75	68,75	91,667	110	91,667	137,5
$\Delta_1$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n'_c$ , об/мин	126,15	117,78	112,19	105,53	99,61	88,45
$n_{\text{синх}}$ , об/мин	136,4	125	115,4	107,1	100	100
$n'_{\text{max}}$ , об/мин	143,4	140,8	136,4	134,6	33,2	150
$n'_{\text{расч}}$ , об/мин	135,2	132,7	128,6	126,9	125,5	141,3
$n'_{\text{min}}$ , об/мин	120,9	118,7	115	113,5	112,2	126,4
$Q \cdot \eta_{\text{расч}}$	1,37	1,2	1,45	1,54	1,14	1,35
$Q \cdot \eta_{\text{max}}$	0,98	0,86	1,04	1,1	0,82	0,96

Расчеты ПЛ40б-В разных диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбин ПЛ40б-В

$D_1$ , м	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1
$\eta_T$	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93
$N'_a$ , МВт	59,508	74,724	85,834	94,673	107,134	120,369
$Z'_a$ , ШТ	9,24	7,36	6,41	5,81	5,13	4,57
$Z_a$ , ШТ	10	8	8	6	6	6
$N_a$ , МВт	55	68,75	68,75	91,667	91,667	91,667
$\Delta_1$	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05
$n'_c$ , об/мин	138,48	123,71	115,5	110,02	103,48	97,68

Окончание таблицы 3.3

D <sub>1</sub> , м	5	5,6	6	6,3	6,7	7,1
n' <sub>с</sub> , об/МИН	138,48	123,71	115,5	110,02	103,48	97,68
n' <sub>синх</sub> , об/МИН	142,8	125	125	115,4	107,1	100
n' <sub>мах</sub> , об/МИН	134,6	131,9	141,3	136,9	135,1	133,6
n' <sub>расч</sub> , об/МИН	126,8	124,3	133,1	129	127,3	125,9
n' <sub>мин</sub> , об/МИН	113,4	111,2	119,1	115,4	113,9	112,6
Q · η <sub>расч</sub>	1,38	1,37	1,2	1,45	1,28	1,14
Q · η <sub>мах</sub>	0,99	0,98	0,86	1,04	0,92	0,82

Расчеты РО45-В других диаметров представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Параметры гидротурбин РО45-В

D <sub>1</sub> , м	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
η <sub>т</sub>	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,93
N' <sub>а</sub> , МВт	76,095	83,934	94,987	106,726	119,152	135,65
Z' <sub>а</sub> , ШТ	7,23	6,55	5,79	5,15	4,62	4,05
Z <sub>а</sub> , ШТ	8	8	6	6	6	6
N <sub>а</sub> , МВт	68,75	68,75	91,667	91,667	91,667	91,667
Δ <sub>1</sub>	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
n' <sub>с</sub> , об/МИН	77,89	74,19	69,79	65,87	62,38	58,49
n' <sub>синх</sub> , об/МИН	78,9	75	71,4	68,2	62,5	60
n' <sub>мах</sub> , об/МИН	88,7	88,5	89,6	90,6	87,7	89,8
n' <sub>расч</sub> , об/МИН	83,6	83,4	84,4	85,4	82,7	84,6
n' <sub>мин</sub> , об/МИН	74,8	74,6	75,5	76,4	73,9	75,7
Q · η <sub>расч</sub>	1,2	1,09	1,28	1,14	1,02	0,9
Q · η <sub>мах</sub>	0,86	0,78	0,92	0,82	0,73	0,64

Так как представленные диаметры в таблицах не входят в режимное поле турбины и для дальнейших расчетов нам понадобится найти гидродинамический коэффициент, посмотрев в справочных пособиях, определяем, что ни к одному из рассчитанных вариантов невозможно подобрать серийный генератор. Кроме гидротурбины ПЛ40а-б с  $D_1 = 7,5$  м, с количеством агрегатов  $Z_a = 4$ . Далее продолжаем расчет только для этого диаметра.

Для выбранного диаметра турбины и значения синхронной частоты вращения нанесем на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ . Для этого необходимо определить три значения приведенной частоты вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

где  $n_c$  – стандартное значение синхронной частоты вращения;  
 $H$  – напор на станции, соответствует  $H_{max}$ ,  $H_{расч}$  и  $H_{min}$ .

Для  $H_{max}$ :

$$n'_I = \frac{100 \cdot 7,5}{\sqrt{38 \cdot 1,05}} = 140,6 \text{ об/мин},$$

Для  $H_{расч}$ :

$$n'_I = \frac{100 \cdot 7,5}{\sqrt{30,4 \cdot 1,05}} = 132,5 \text{ об/мин},$$

Для  $H_{min}$ :

$$n'_I = \frac{100 \cdot 7,5}{\sqrt{27 \cdot 1,05}} = 118,5 \text{ об/мин},$$

Далее находим произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ ср}}} = \frac{137500}{9,81 \cdot 7,5^2 \cdot 30,4^{1,5} \cdot 0,97} = 1,53, \quad (3.7)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии  $n'_I$ , чтобы произведение  $Q'_I \cdot \eta_T$  в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Для ограничения по генератору:



$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{Г\text{ ср}}} = \frac{137500}{9,81 \cdot 7,5^2 \cdot 38^{1,5} \cdot 0,97} = 1,1, \quad (3.8)$$

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min}} \cdot \Delta} = \frac{300}{1 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{27} \cdot 1,05} = 1, \quad (3.9)$$

где  $Q_{\min} = 300 \text{ м}^3/\text{с}$  – минимальный расход через станцию,  
 $n=1$  – количество агрегатов, обеспечивающих минимальный расход.

$$Q''_I = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max}} \cdot \Delta} = \frac{300}{1 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{38} \cdot 1,05} = 0,84, \quad (3.10)$$

Получившееся режимное поле представлено в приложении В, рис В.1.

Правая граница режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по той же формуле, но для максимального напора. Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу, представляет собой соединённые точки  $Q'_I$  при  $H_{\min}$  и  $H_{\max}$ .

### 3.1.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S, \quad (3.11)$$

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

Находим значение высот отсасывания в трех наиболее неблагоприятных режимах: работа одного агрегата при максимальном напоре и максимальной мощности, работа одного агрегата при расчетном напоре и максимальной мощности, работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.12)$$

где  $B = 10,33 \text{ м}$  – барометрическое давление;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ в зависимости от расхода в НБ;

$H$  – напор на турбине, определяемый уровнем верхнего бьефа и  $Z_{НБ}(Q_{НБ})$ ;  
При  $H_{\max}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{92,3}{900} - 0,323 \cdot 38 - 1,5 = 0 \text{ м,}$$

При  $H_{\text{расч}}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{92,5}{900} - 0,55 \cdot 30,4 - 1,5 = -6,9 \text{ м,}$$

При  $H_{\min}$ :

$$H_s = 10,33 - \frac{92,7}{900} - 0,54 \cdot 27 - 1,5 = -5,85 \text{ м,}$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Рассчитанные отметки установки рабочего колеса при вычисленных высотах отсасывания вычисляем по формуле (3.11):

$$Z = 92,3 + 0 = 92,3 \text{ м,}$$

$$Z = 92,5 - 6,9 = 85,6 \text{ м,}$$

$$Z = 92,7 - 5,85 = 86,85 \text{ м.}$$

Из полученных значений выбрано минимальное. Принята отметка установки рабочего колеса  $Z = 85,6$  м.

### 3.1.2 Расчет деталей и узлов гидротурбины

Наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}, \quad (3.25)$$

где  $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35$  МПа,

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0,00974 \cdot \frac{137500}{100} = 13,4, \quad (3.26)$$

$$D_B^* = \left( \frac{5,1 \cdot 13,4}{30} \right)^{0,33} = 1,32 \text{ м.}$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1,4 \text{ м,}$$

## **3.2 Выбор электротехнического оборудования**

### **3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора**

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{137,5}{0,85} = 161,76 \text{ МВА,} \quad (3.32)$$

где  $\cos\varphi = 0,85$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{100} = 60, \quad (3.33)$$

где  $n_c$  – синхронная частота гидрогенератора.

Опираясь на справочные данные, выбираем гидрогенератор ВГС-1260/200-60 с  $S_{\text{ном}} = 176,5$  МВА и  $n_{\text{ном}} = 100$  об/мин. Вес ротора гидроагрегата равен 614 тонн. Принимается в машинном зале два мостовых крана грузоподъемностью 350 тонн.

### **3.2.2 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки**

Габаритные размеры МНУ определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме [5] определяется тип маслонапорной установки:

МНУ 12,5/1-40-12,5-2

### **3.2.3 Выбор электрогидравлического регулятора**

По номограмме [5] определяем тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-100-4.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Нуминской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию.

Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистем, в том числе, в периоды возникновения и ликвидации аварийных ситуаций. На рисунке 4.1 представлены виды блоков.

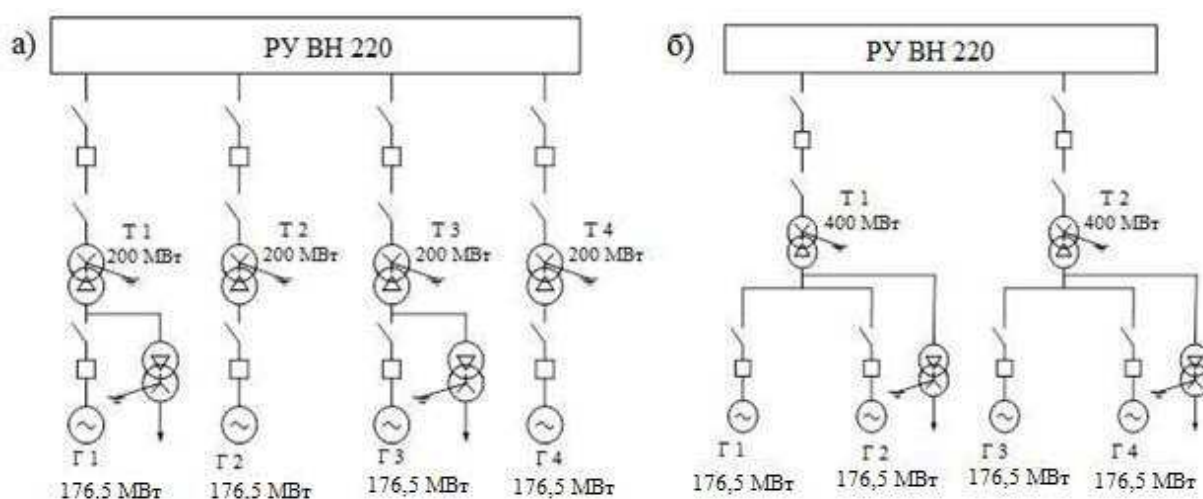


Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков:

а – простой блок с трансформатором на каждый генератор; б – укрупнённый блок с одним трансформатором на два генератора.

Схемы собственных нужд (СН) ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Электрическая схема СН на Нуминской ГЭС выполнена с двумя ступенями напряжения 6/0,4 кВ.

Согласно стандарту [11] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Нуминской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- от подстанции 35 кВ;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

В качестве резервного источника питания в проекте предусматривается дизель-генератор мощностью 1000 кВт на напряжение 0,4 кВ, который подключается на шины 0,4 кВ.

## 4.2 Выбор типа блоков ГЭС

### 4.2.1 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:

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{Г ном}} - S_{\text{с.н.}} = 176,5 - 176,5 \cdot 0,01 = 174,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ-200000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
200	242	15,75	11	580	200	0,35

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4560}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2947 \frac{\text{ч}}{\text{год}}, \quad (4.2)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot \tau = 1 \cdot 0,2 \cdot 2947 = 589,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.3)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,58}{1} \cdot \left(\frac{174,7}{200}\right)^2 \cdot 2947 = 1304,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот.СН1}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{Н}}, \quad (4.5)$$

$$I_{\text{пот.СН1}} = 1,48 \cdot 589,4 + 1,48 \cdot 1304,2 = 2802,5 \text{ тыс. руб/год},$$

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

Для 4-х блоков:

$$I_{\text{пот1}} = 4 \cdot 2802,5 = 11210 \text{ тыс. руб/год}.$$

#### 4.2.2 Выбор блочных трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot (S_{\text{Г ном}} - S_{\text{с.н.}}) = 2 \cdot (176,5 - 176,5 \cdot 0,01) = 349,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.6)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ-400000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ-400000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
400	242	15,75	11	880	330	0,45

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4560}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2947 \text{ ч/год}, \quad (4.7)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot \tau = 1 \cdot 0,33 \cdot 2947 = 972,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.8)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{T\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,88}{1} \cdot \left( \frac{349,4}{400} \right)^2 \cdot 2947 = 1978,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного объединенного блока:

$$I_{\text{пот.СН1}} = 1,48 \cdot 972,5 + 1,48 \cdot 1978,8 = 4367,8 \text{ тыс. руб/год},$$

Для 2-х блоков:

$$I_{\text{пот1}} = 2 \cdot 4367,8 = 8736 \text{ тыс. руб/год}.$$

#### 4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1,1 % от  $S_{ГЭС}$ :

$$S_{с.н.} = 0,011 \cdot S_{ГЭС} = 0,011 \cdot 550 = 6,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.10)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

Для первой ступени выбирается трансформатор ТСЗ-6300/15,75 У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6300/15,75 У1

$S_{\text{ном}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{ кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{ кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
6,3	15,75	6	6,5	19,5	4,6

Для второй ступени трансформации собственных нужд примем трансформатор ТСЗ 630/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-630/10

$S_{\text{ном}}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{ кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{ кВт}$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
0,63	6	0,4	6	5,5	1

### 4.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = t \cdot K_{\text{КРУЭ}} + n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}, \quad (4.11)$$

где  $K_{\text{T}}$  – стоимость силового трансформаторов;

$K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{\text{КРУЭ}}$  – стоимость ячейки КРУЭ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек КРУЭ.

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком по формуле (4.11):

$$K_1 = 10 \cdot 55 + 4 \cdot 120 + 2 \cdot 3,4 = 1036,8 \text{ млн. руб.},$$

Капиталовложения для схемы с объединенным блоком по формуле (4.11):

$$K_2 = 8 \cdot 55 + 2 \cdot 240 + 2 \cdot 3,4 = 926,8 \text{ млн. руб.},$$

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

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + И_i, \quad (4.12)$$

где  $E_{\text{н}}$  – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным по приказу Минстроя; в настоящее время  $E_{\text{н}} = 0,15$ .

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.12):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1036,8 + 11,21 = 166,73 \text{ млн. руб.},$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком по формуле (4.12):

$$Z_2 = 0,15 \cdot 926,8 + 8,736 = 147,8 \text{ млн. руб.},$$

Разность затрат для укрупненного и одиночного блока в процентах:



$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 = \frac{166,73 - 147,8}{166,73} \cdot 100 = 11,4\%,$$

Из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов блочных схем видно, что разница между вариантами составляет более 5%, то целесообразно в целях экономии принять более экономичную схему.

В качестве главной схемы принимается схема с укрупненными блоками.

#### 4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{CH}), \quad (4.13)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (176,5 - 1,765) = 698,94 \text{ МВА},$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{нат.} = 135 \text{ МВт}; K = 1,2; \cos\varphi_c = 0,85,$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{нат.} / \cos\varphi_c)} = \frac{698,94}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} = 3,67 \text{ шт}, \quad (4.14)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным  $n_{л} = 4 + 1 = 5$  шт.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{698,94}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 367 \text{ А}, \quad (4.15)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{раб} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 367 = 385,4 \text{ А}, \quad (4.16)$$

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

$\alpha_T = 1,0$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 240/32, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток  $I_{доп} = 605 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{698,94}{(5 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 459 \text{ А}, \quad (4.17)$$

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

#### 4.5 Выбор схемы РУ ВН

Выбор схемы электрических присоединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, экономичность, оперативная гибкость (приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

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

В сложных климатических условиях района проектируемой ГЭС эксплуатационная надежность оборудования 220 кВ для ОРУ уступает надежности КРУЭ в закрытом помещении.

Число присоединений РУ 220 кВ – 7:

- 5 ВЛ 220 кВ;
- 2 блока;

Схема распределительного устройства, во многом так же зависит от схемы поставляемого оборудования производителем.

Применение более простых схем в КРУЭ обусловлено более высокой надежностью оборудования КРУЭ по сравнению с оборудованием ОРУ.

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", окончательно принимаем схему распределительного устройства по производителю выбранного КРУЭ – две системы сборных шин. (рис. 4.2)

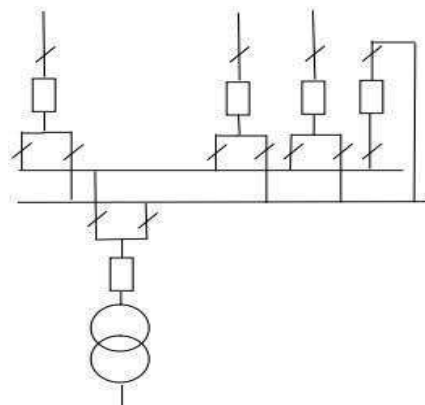


Рисунок 4.2 - Структурная схема РУ – 220 кВ.

## 4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания на сборных шинах и на генераторном напряжении в программном комплексе «RASTR WIN 3»

На рисунках 4.3, 4.4, 4.5 представлены исходные данные из таблиц программы, необходимые для расчета. На рисунке 4.6 представлена схема для расчета, а на рисунках 4.7, 4.8 представлены результаты расчета.

	O	S	s0	Ти...	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Блок1		16				
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Блок2		16				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	КРУЭ		230				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Система		230				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Г1		16				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Г2		16				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г3		16				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Г4		16				

Рисунок 4.3 – Узлы

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N...	Название	R	X	G	B	Кт/i	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р 3	1	2		КРУЭ - Блок1	0.14	16.11				0.068
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р 3	2	3		КРУЭ - Блок2	0.14	16.11				0.068
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		В...	3	4		КРУЭ - Система	4.01	14.79				
4	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	1	5		Блок1 - Г1						
5	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	1	6		Блок1 - Г2						
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	2	7		Блок2 - Г3						
7	<input type="checkbox"/>		Выкл		В...	2	8		Блок2 - Г4						

Рисунок 4.4 – Ветви

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	<input type="checkbox"/>		1	Г1	5	0.005	0.267	0.005	0.27	0.005	0.27	17.797
2			2	Г2	6	0.005	0.267	0.005	0.27	0.005	0.27	17.797
3			3	Г3	7	0.005	0.267	0.005	0.27	0.005	0.27	17.797
4			4	Г4	8	0.005	0.267	0.005	0.27	0.005	0.27	17.797
5			7	Система	4	7.050	352.670	7.050	352.67	7.050	352.67	230.000

Рисунок 4.5 - Генераторы

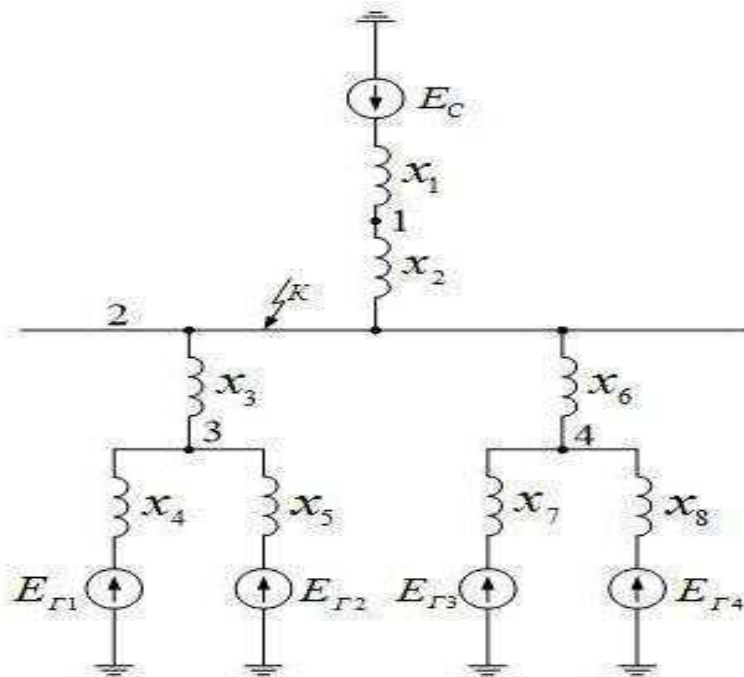


Рисунок 4.6 – Расчетная схема с точкой КЗ

Узлы/Несим/ИД									
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	
1	1	1	3ф	3			7.0893	-89.08	

Рисунок 4.7 – Состав для трехфазного КЗ

Узлы/Несим/ИД									
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	
1	1	1	1ф	3			3.5442	-89.08	

Рисунок 4.8 – Состав для однофазного КЗ

Расчет токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении:

Точки расчета КЗ представлены на рисунке 4.9. Результаты расчета представлены на рисунке 4.10.

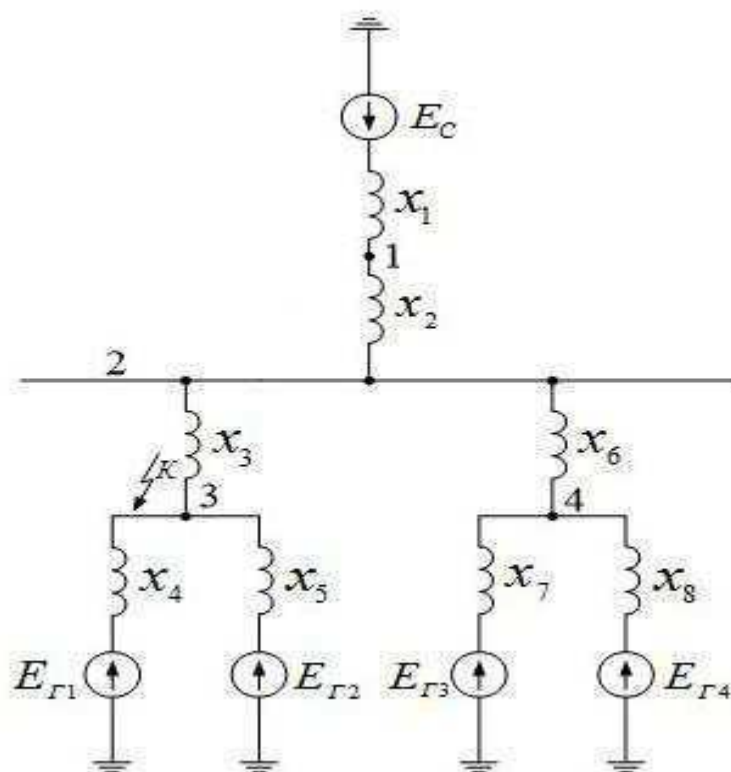


Рисунок 4.9 – Расчетные точки КЗ

Узлы/Несим/ИД		Ветви/Несим/ИД		Генератор/Несим		Состав/Несим			
S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	
1	1	1	3ф	5			115.6916	-89.01	

Рисунок 4.10 – Состав для трехфазного КЗ

Полученные ранее результаты расчета представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Тип КЗ	Тип	$I_{п.0}$ , кА	$i_y$ , кА
К2	3ф	115,7	294,6
К1	3ф	7,09	18,06
К1	1ф	10,62	27,03

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

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований. Проведем проверку токоведущих частей на термическую стойкость, это выполняется для того, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г4:

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,ном}} = 1,05 \cdot \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6,8 \text{ кА}, \quad (4.18)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение генератора из выражения;

$S_{ном}$  – полная номинальная мощность генератора из выражения.

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т2 определяется рабочим током генератора:

$$I_{раб.мах(РУВН)} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.ВН}} = \frac{176,5}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,42 \text{ кА}, \quad (4.19)$$

где  $U_{Т.ВН}$  – номинальное напряжение генератора;

$S_{Т}$  – полная номинальная мощность трансформатора.

Рабочий ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot (n_{л} - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{698,82}{\sqrt{3} \cdot (5 - 1) \cdot 220} = 0,458 \text{ кА}, \quad (4.20)$$

Присоединения отпаечных ТСН на генераторном напряжении 15,75:

$$I_{ТСН,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{ТСН,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН,ном}} = \frac{4}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 0,154 \text{ кА}, \quad (4.21)$$

## 4.9 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в РУ ВН

Для выбора электротехнического оборудования производится проверка на термическую стойкость. Для этого рассчитаем  $V_k$  и сравним его с параметром данным в каталоге.

КРУЭ имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, остальное оборудование (измерительные трансформаторы напряжения и тока, заземляющие ножи, разъединители и т.д.) проходит по термической стойкости. Расчеты для КРУЭ сведены в таблицу 4.7, а в таблице 4.8 представлены приборы, которые будут установлены в цепях высшего напряжения.

Таблица 4.7 – Таблица по выбору КРУЭ высшего напряжения 220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ЯГГ-220	Разъединитель/заземлитель
$U_{сети\ ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб\ мах} = 458 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$I_{по} = 10,62 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 50 \text{ кА}$	н/д
$i_y = 27,03 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 127,3 \text{ кА}$	н/д
$V_k = (t_{рз} + t_{откл}) \cdot I_{по} = 3,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепи 230 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (ВА)
Анализатор сети	ABB ANR144-230	Ethernet M-bus	0,5	0,2

Исходя из рабочего утяжеленного тока выбираем ВЧ-заградитель: ВЗ-1250-0,5. Фильтр присоединения выбираем ФПМ- Рс 4400, укомплектован конденсатором связи. КРУЭ ЯГГ-220 фирмы «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург) включает в себя всё необходимое оборудование для эксплуатации: измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители, ограничители перенапряжения, заземлители. Это оборудование было спроектировано специально для выключателя, и дополнительная проверка их не требуется. Паспортные данные ячейки представлены в таблице 4.11.

В цепи КРУЭ встроены ТТ, для которых номинальная мощность, соответствующая классу точности 0,5, составляет:  $S_{2ном} = 40 \text{ В} \cdot \text{А}$ ,  $I_{ном2} = 5 \text{ А}$ .

Выполняется необходимое условие  $S_{2ном} > S_{2\Sigma}$ , отсюда следует что, выбранный трансформатор тока работает в заданном классе точности. Проверяем выбранный трансформатор тока по другим условиям, представленным в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформаторов тока в цепях линии 220 кВ

Условие выбора	Расчётная величина	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети.ном} < U_{ном}$	$U_{сети.ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 253 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} < I_{ном}$	$I_{раб.мах} = 420 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
$S_2 < S_{2ном}$	$S_2 = 0,2 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 40 \text{ ВА}$

Таким образом, трансформатор тока подходит по всем параметрам.

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

Параметры ТН согласованы с параметрами выключателя, находящегося в составе этой ячейки, заводом изготовителем. Дополнительная проверка на термическую и динамическую стойкость не требуется. Проверка по остальным условиям сведена в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформаторов напряжения в цепи высшего напряжения 220 кВ

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

Также в состав ячейки КРУЭ входят встроенные ОПН.

Таблица 4.11 - Паспорт ЯГГ-220

Наименование параметра	ЯГГ-220
<b>Выключатель</b>	
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальный ток, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	50
Содержание апериодической составляющей %, не более	45
Полное время отключения, с	не более 0,055
<b>Разъединитель и заземлитель</b>	
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальный ток, А	3150
Собственное время включения, с	не более 5
Собственное время отключения, с	не более 3
<b>Трансформатор тока</b>	
Номинальное напряжение, кВ	220
Номинальный первичный ток, А	от 600 до 3150
Номинальный вторичный ток, А	1
Количество вторичных обмоток	4
Класс точности вторичных обмоток для измерения	0,2S
Класс точности вторичных обмоток для защиты	5P
Номинальная вторичная нагрузка, ВА	30
Номинальная предельная кратность	25

#### 4.10 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 15,75 кВ

На генераторном напряжении принят генераторный комплекс HECS-130XLp компании АВВ, так как отечественные генераторные комплексы не отвечают данным расчетным токам. Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Параметры HECS-130 XLp

Параметры	Расчётные данные	HECS – 130XLp	В состав выбранного генераторного выключателя входит разъединитель. Параметры разъединителя запроектированы заводом изготовителем. Доп. проверка не требуется
Номинальное напряжение, кВ	15,75	До 25,3	
Ток максимальный рабочий, кА	6,48	13	
Ток КЗ, кА	115,7	130	
Ток ударный	326,1	366,4	



Преимущества данной системы заключается в ее компактности, что приводит к снижениям затрат на инфраструктуру. Высокая скорость установки и ввода в эксплуатацию. Высокое качество продукции за счет полной заводской сборки и тестирования. Легкая и удобная эксплуатация и обслуживание. Дополнительные функции для цифровых подстанций.

Смонтированы все основные компоненты РУ, такие как: генераторный выключатель, разъединитель, заземлитель, пусковой разъединитель для подключения тиристорного преобразователя частоты, короткозамыкающее соединение, конденсатор, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ОПН.

Устанавливается автоматический синхронизатор SYNCHROFACT 5 компании АВВ. Устройства SYNCHROFACT используются для автоматической синхронизации генераторов с сетью.

Схема генераторного комплекса «HECS-130XLp» представлена ниже на рисунке 4.11.

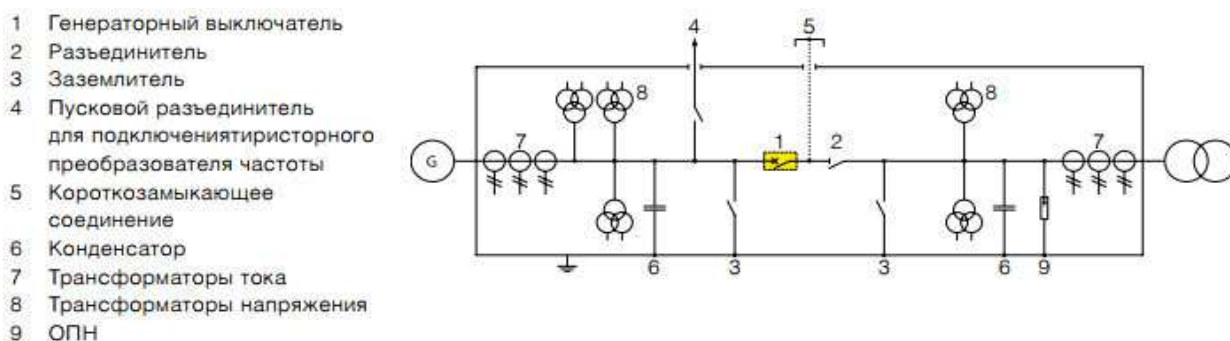


Рисунок 4.11 - Генераторный комплекс «HECS-130XLp»

В таблицу 4.13 сведены параметры анализатора сети низшего напряжения и синхронизатора.

Таблица 4.13 – Параметры анализатора сети и анализатора.

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (ВА)
В цепи статора				
Анализатор сети	ABB ANR144-230	Ethernet M-bus	0,5	0,2
В цепи ротора				
Анализатор сети	ABB ANR144-230	Ethernet M-bus	0,5	0,2
Синхронизатор	ABB SynchroTact5	Ethernet M-bus	0,5	35

Паспортные данные выбранного генераторного комплекса HECS-130XLp представлены в приложении Г, рис. Г.1.

## 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, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

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

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры генератора представлены в таблице 5.1; параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 -Параметры гидрогенератора

Тип		ВГС-1260/200-60
мощность номинальная	полная, МВ·А	176,5
	активная, МВт	150
номинальное напряжение, кВ		15,75
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		100
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора, кА		6,48
ток ротора при номинальной нагрузке, кА		1,6
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное $X_d$	1,03
	переходное $X'd$	0,35
	сверхпереходное $X''d$	0,25
индуктивное сопротивление обратной последовательности $X_2$		0,26
емкость обмотки статора, мкФ		1,01

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип		ТДЦ-400000/220
мощность номинальная, МВ·А		400
номинальное напряжение, кВ		242
напряжение короткого замыкания		11
группа соединений		$Y_n/\Delta$

## 5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,Н}}} = \frac{150 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6,469 \text{ кА}, \quad (5.1)$$

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{6469 \cdot 1}{7000/5} = 4,62 \text{ А}, \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,В}}} = \frac{150 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,463 \text{ кА}, \quad (5.3)$$

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

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{463 \cdot \sqrt{3}}{1000/5} = 4,011 \text{ А}, \quad (5.4)$$

Номинальный ток ротора:

$$I_{\text{НОМ р.}}^{(2) \text{ ТЕ ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ рот}} \cdot U_{\text{НН ТЕ}} \cdot 1}{1,2255 \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{ТЕ ВН}}} = \frac{1600 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 15,75 \cdot 40/5} = 4,15 \text{ А}, \quad (5.5)$$

## 5.3 Перечень защит основного оборудования

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

### Защиты генератора ВГС – 1260/200-60 – 176,5 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);
- Защита обратной последовательности от токов внешних

несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;

- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от длительной форсировки;
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

#### **Защиты силового трансформатора ТДЦ-400000/220:**

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 15,75 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

#### **Защиты воздушных линий 220кВ:**

Основные защиты:

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

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

#### **Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:**

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 15,75 кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;

- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН.

## 5.4 Описание защит и расчет их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{\text{СР}} < 0,2 \cdot I_{\text{Н}}$ ) 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:  $I_{\text{НОМ}} = 6469 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{\text{ТТ}} = 7000/5 \text{ А}$ .

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

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

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,05 \cdot 6469 = 323,5 \text{ А},$$

Уставка выбирается из условия:

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

где  $K_{\text{Н}} = 2$  - коэффициент надежности.

Принимаем уставку:  $I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 970,4$ .

2) Коэффициент торможения  $K_{\text{Т}}$  определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_{\text{Т}}$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

$f_i = 0,1$  - относительная погрешность трансформаторов тока;  
 $K_{\text{ОДН}} = 0,5$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);  
 $I_{\text{МАКС}}$  - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''_{\Gamma}}{x''_d} \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.9)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.8):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,25} \cdot 6469 = 2924 \text{ А},$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

$$K_{\text{T}} > \frac{2924 \cdot 2}{29240} = 0,2,$$

$$K_{\text{T}} > 0,2,$$

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

$I_{\text{T}}$  - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора ( $I_{\text{T}} = I_{\text{МАКС}}$ ).

Принимаем уставку  $K_{\text{T}} = 0,3$ .

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53, \quad (5.11)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53, \quad (5.12)$$

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

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания  $I_{отс} = 2 \dots 12I_N$ .

Принимаем уставку:  $I_{отс} = 5I_N$ .

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

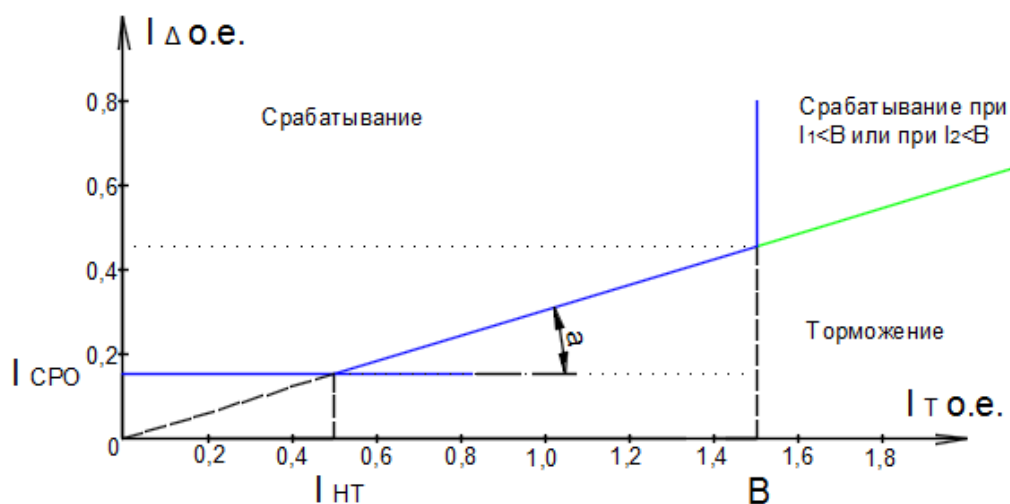


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

#### 5.4.2 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.

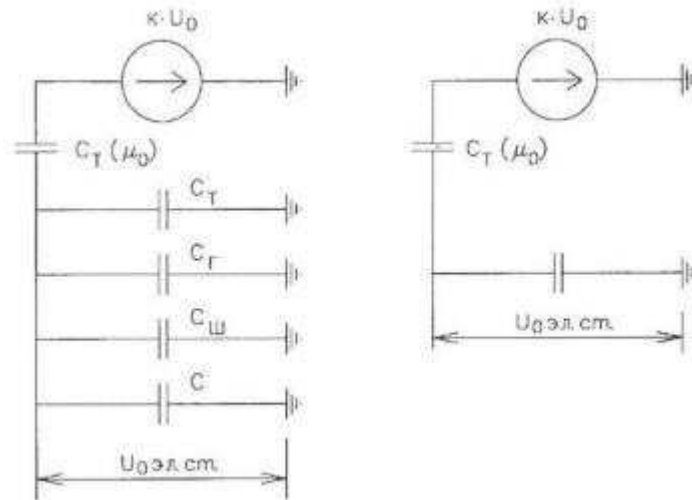


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

- $C_Г$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
- $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
- $C_Ш$  – емкость шинпровода по отношению к земле;
- $C_{ВТ}$  – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
- $C_{ВГ}$  – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} + C_{ВТ} = 0,0073 + 1,01 + 0,008 + 0,4 + 0,13 = 1,56 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.13)$$

$$U_{0 \text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.14)$$

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



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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}, \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 13,3 \text{ А}, \quad (5.16)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,56} = 127,3 \text{ В},$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.17)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 127,3}{\frac{15,75}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,2,$$

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, регулируемая 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 0,5 с 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 напряжения 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  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,5 + 2} = 0,28 \text{ о. е.}, \quad (5.18)$$

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

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

#### 5.4.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В}, \quad (5.19)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.20)$$

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.

#### 5.4.4 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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.21)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.22)$$

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18, \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 6469 = 970,4 \text{ А}, \quad (5.25)$$

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

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

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ио}} = 20,$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_{\text{н}}$	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.

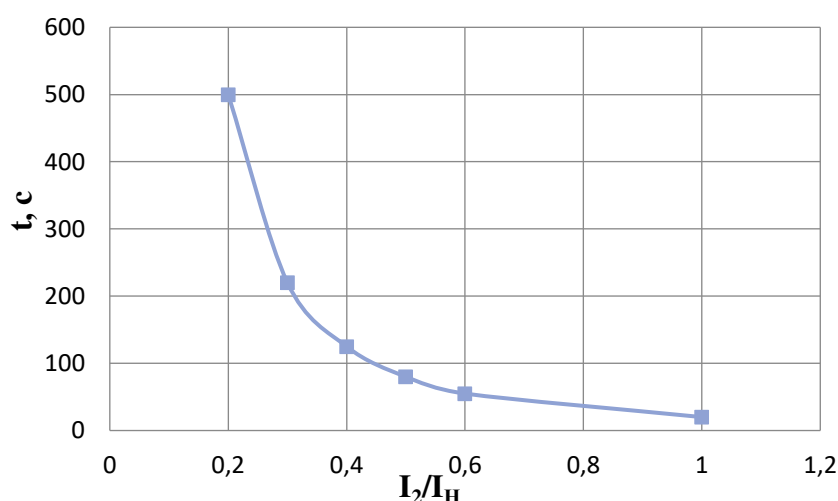


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $I_{\text{охл}}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$ ).

4) Орган токовой отсечки ( $I_{2\text{ОТС}}$ ) 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:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + 2 \cdot x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,25 + 0,49 + 2 \cdot 0,11)} = 0,8 \text{ о. е.}, \quad (5.27)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

$x_{\Gamma}$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_{\text{T}}$  - 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:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.28)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$\begin{aligned}
I_{2\text{с.з.}}^* &\leq \frac{1}{2 \cdot (x_d'' + x_2 + 2 \cdot x_T + 2 \cdot x_L)} = \\
&= \frac{1}{2 \cdot \left(0,25 \cdot \left(\frac{230}{15,75}\right)^2 + 0,26 \cdot \left(\frac{230}{15,75}\right)^2 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,042\right)} = \\
&= 0,00458 \text{ о. е.},
\end{aligned} \tag{5.29}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2 \text{ min}} = 2 \cdot I_{2\text{с.з.}}^* \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 2 \cdot 0,00458 \cdot \frac{230}{15,75} = 0,134 \text{ о. е.}, \tag{5.30}$$

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{2 \text{ min}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,134}{1,2} = 0,112 \text{ о. е.}, \tag{5.31}$$

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.

#### 5.4.5 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:

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

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:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.33)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{H}}$	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.

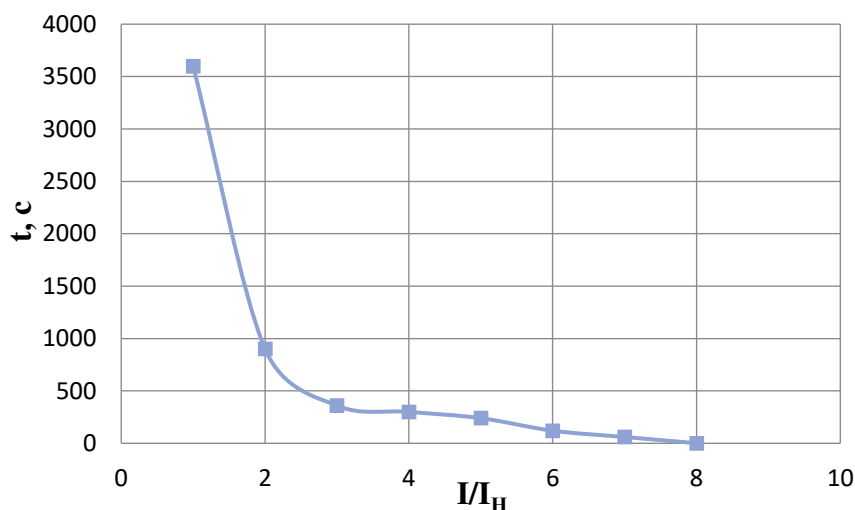


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.34)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В}, \quad (5.35)$$

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.

#### 5.4.6 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 Нуминской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 14,55 + \frac{0,8}{5} \cdot 15,32 = 17,26 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{14,79^2 + 4,01^2} = 15,32 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

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

$Z_T$  – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{400} = 14,55 \text{ Ом},$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{176,5}{400} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{176,5}{230^2} \cdot 15,32 = 0,05,$$



$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,05 \cdot 1,41 = 0,07 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{176,5} = 1,41. \quad (5.39)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = 0,07 \cdot \frac{\frac{7000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 0,587 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 0,6 \text{ Ом}$ .

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 6469} = 1,41 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,98 - 0,95}{1,03} = 2,92, \quad (5.42)$$

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  $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

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

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36, \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} \approx 69^\circ$ .  
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.45)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{15,75^2}{176,5} = 0,49 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,49 \cdot 7000/5}{15750/100} = 4,36 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

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

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф}}^* \cdot K_{\text{Н}} = 4,4 \cdot 1,1 = 4,84 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

$$Z_{\text{Н}} = \frac{Z_{\text{НАГР}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{1,41 \cdot 7000/5}{15750/100} = 12,53 \text{ Ом}, \quad (5.49)$$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,07 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,52 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

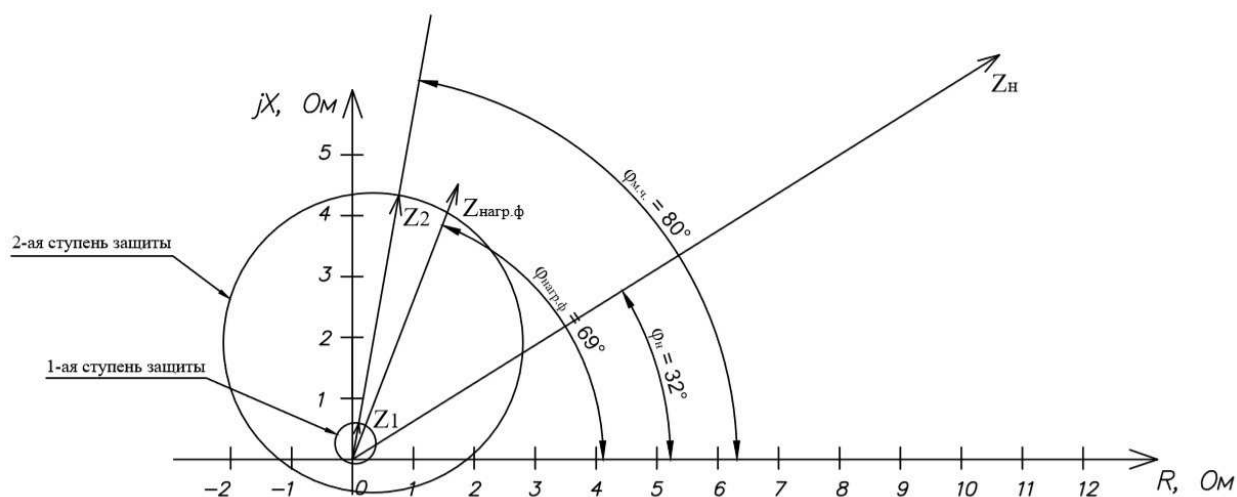


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.4.7 Защита ротора от перегрузки

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.50)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.51)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (табл. 5.5), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.6.

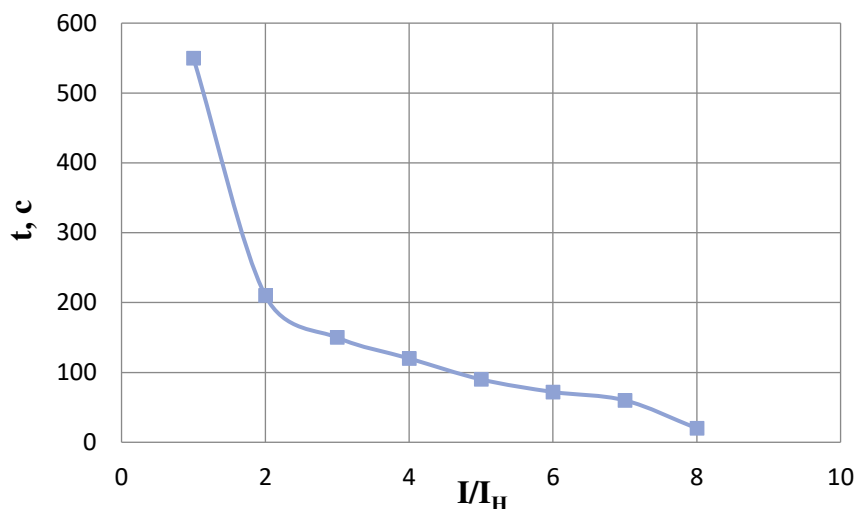


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}, \quad (5.52)$$

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

Таблица уставок рассчитанных защит представлена в приложении Д, таблица Д.1

## 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты генератора фирмы «ЭКРА» - ШЭ1110-900G. Шкаф ШЭ1110-900G выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Комплект содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины, в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями. Для защиты системы тиристорного самовозбуждения генератора был выбран шкаф ШЭ1113-910ЕТ фирмы «ЭКРА».

## 6 Состав и компоновка сооружений

### 6.1 Состав и компоновка сооружений гидроузла

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- здание ГЭС руслового типа;
- правобережная грунтовая плотина;
- левобережная бетонная плотина.

### 6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС).

Высота ГТС находится в пределах 60-100 м, мощность ГЭС ( $N_{\text{уст.ГЭС}} = 550$  МВт) попадает в промежуток 300-1000 МВт, а население ниже плотины 900 человек. На основании этих данных по СП [24] можно сделать вывод, что ГТС имеет II класс.

#### 6.2.1 Определение отметки гребня плотины

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

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 130 + 7,14 = 137,14 \text{ м}, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run1\%}} + \Delta h_{\text{set}} + a = 6,48 + 0,065 + 0,6 = 7,14 \text{ м}, \quad (6.2)$$

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

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

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

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,6 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{16^2 \cdot 31250}{9,81 \cdot 20} \cdot \cos 0^\circ = 0,065 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где  $k_w$  – коэффициент, принимаемый по СНиП [25, Приложение 1, табл. 2\*];

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

- $L$  – длина разгона волны, м;  
 $\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ( $\alpha = 0$ );  
 $d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{130 - 90}{2} = 20 \text{ м}, \quad (6.4)$$

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

1. Вычисляем безразмерные комплексы и  $\frac{gt}{V_w} = 1103625$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище ( $t = 5 \text{ ч}$ ).

2. Из графика [25, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\lambda_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{gL}{V_w^2}$  и  $\frac{gt}{V_w}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ .

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 31250}{16^2} = 1197,5: \text{ параметры } \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,05 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3.$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 5 \cdot 3600}{16} = 1103625: \text{ параметры } \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,08 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4.$$

Затем, используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,05$  и  $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3$ , вычисляем средний период волны  $\bar{T}$  (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м).

$$\bar{h} = \frac{0,05 \cdot V^2}{g} = \frac{0,05 \cdot 16^2}{9,81} = 1,31 \text{ м}, \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{3 \cdot V}{g} = \frac{3 \cdot 16}{9,81} = 4,89 \text{ с}, \quad (6.6)$$

3. Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{4,89^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 37,4 \text{ м}, \quad (6.7)$$

4. Условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ ,  $20 \text{ м} > 18,7 \text{ м}$  выполняется и, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,31 \cdot 2,18 = 2,84, \quad (6.8)$$

где  $K_i = 2,18$  – коэффициент, определяемый по графику [2, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2}$  (для глубоководной зоны).

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

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,3 \cdot 2,84 = 6,48 \text{ м}, \quad (6.9)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП [25, таблица 6] – каменное крепление откоса;

$k_{sp} = 1,1$  – коэффициент, принимаемый по [25, таблица 7];

$k_{run} = 2,3$  – коэффициент, принимаемый по графикам [25, рис. 10] в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = 8,56$  на глубокой воде,  $m = 1,5$  для каменно-набросной плотины.

### 6.3 Гидравлические расчеты

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

#### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

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

$$Q_{осн,p} = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} = 5979 - (4 - 2) \cdot 526 = 4401 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.10)$$

где  $Q_{max} = Q_{max1\%} = 5979 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС II класса;

$Q_{ГА} = 526 \text{ м}^3/\text{с}$  – расход через один агрегат;

$n$  – число гидроагрегатов ГЭС.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_{\sigma}} = \frac{4401}{36,88} = 119,3 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где  $q_e$  – удельный расход на водосливе, равный

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 29,5 = 36,88 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.12)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [\vartheta_h] \cdot h_{\text{нб}} = 5 \cdot 5,9 = 29,5 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.13)$$

где  $h_{\text{нб}} = 5,9$  м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой  $\nabla \text{НБ} = f(Q_{\text{НБ}})$  при  $Q_{\text{осн. max}}$  (п. 1.1.2, рис. 1.2);

$[\vartheta_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальных – 5 м/с).

Ширина водосливного фронта  $B$  должна быть целым числом, поэтому принимается  $n = 6$  количество пролетов по 20 метров.

Окончательная ширина водосливного фронта  $B = 6 \cdot 20 = 120$  м.

Толщина быка:

$$\delta_o \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 20 \text{ м},$$

$$\delta_o \geq (2,4 \div 3,2) \text{ м}.$$

Выбираем разрезной бык с  $\delta_o = 3$  м.

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_b = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_o = 20 \cdot 6 + (6 - 1) \cdot 3 = 135 \text{ м}. \quad (6.14)$$

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления –  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления –  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{4401}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,58 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где  $m$  - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимается  $m = 0,49$ .



$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{4401}{0,49 \cdot 1 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,73 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления [27, раздел 6-3] ( $\sigma_n = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi + (n - 1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6 - 1) \cdot 0,45}{6} \cdot \frac{6,58}{20} = 1, \quad (6.17)$$

где  $b$  – ширина пролета;

$n$  – число пролётов;

$\xi$  – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

$\xi_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины  $a$ , и от формы верховой грани быка [27, таблица 6-8, 6-9], принимается 0,45.

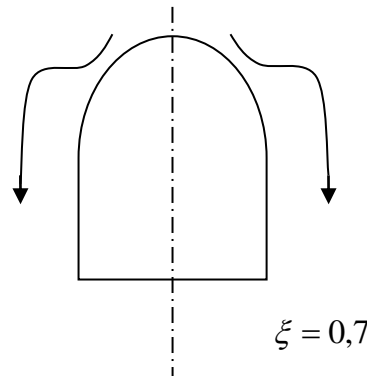


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 6,73 - \frac{1,1 \cdot 0,82^2}{2 \cdot 9,81} = 6,69 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_{\text{Б}})} = \frac{4401}{(130 - 90) \cdot (120 + (6 - 1) \cdot 3)} = 0,82, \quad (6.19)$$

где  $\delta_{\text{Б}}$  – толщина быка;

$B$  – ширина водосбросного фронта с учетом дополнительного пролета, если таковой есть.

Полученный напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,  $H_{ст} = 7$  м.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{ст} = 130 - 7 = 123 \text{ м}, \quad (6.20)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla ГБ = \nabla ГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 123 + 1,6 \cdot 7 = 134,2 \text{ м}, \quad (6.21)$$

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка  $\nabla ГБ$ , устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из:  $\nabla ГГП = 137,14$  м и  $\nabla ГБ = 134,2$  м:

$$\nabla ГГП = 137,14 \text{ м}$$

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

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

$$H_{01пов} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{4656,3}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,84 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где

$$Q_{р.пов} = Q_{max.пов} - n \cdot Q_{агр} - Q_c = 7053 - 4 \cdot 526 - 292,7 = 4656,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.23)$$

где  $Q_{max.пов} = Q_{max,0,1\%} = 7053 \text{ м}^3/\text{с}$  – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая для ГТС II класса;

$Q_c = 292,7 \text{ м}^3/\text{с}$  – расход, сбрасываемый через глубинный водосброс (п. 6.3.7);

$B$  – сумма всех пролетов.

$$H_{02пов} = \left( \frac{Q_{р.пов}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{4656,3}{0,49 \cdot 0,95 \cdot 1 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,06 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления [27, раздел 6-3] ( $\sigma_n = 1$ );

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяют по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7+(6-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{6,84}{20} = 0,95,$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0 \text{ пов}}^2}{2g} = 7,06 - \frac{1,1 \cdot 0,73^2}{2 \cdot 9,81} = 7,03 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где

$$V_{0 \text{ пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot B} = \frac{4656,3}{(131 - 90) \cdot (120 + (6 - 1) \cdot 3)} = 0,73 \text{ м/с}, \quad (6.26)$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{нов}} = 123 + 7,03 = 130,03 \text{ м}, \quad (6.27)$$

Принимаем исходную отметку форсированного уровня  $\nabla\text{ФПУ} = 131 \text{ м}$ .

### 6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Принимаем профиль оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора  $H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}$ . Оголовок плотины показан на рисунке 6.2.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка водослива

x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,882	7	1,792	14	8,645	21	19,768
0,7	0,252	7,7	2,247	14,7	9,583	21,7	21,091
1,4	0,049	8,4	2,758	15,4	10,556	22,4	22,449
2,1	0	9,1	3,325	16,1	11,571	23,1	23,835
2,8	0,042	9,8	3,948	16,8	13,258	23,8	25,263
3,5	0,189	10,5	4,627	17,5	13,72	24,5	26,726
4,2	0,42	11,2	5,348	18,2	14,854	25,2	28,217
4,9	0,7	11,9	6,111	18,9	16,023	25,9	29,743
5,6	1,022	12,6	6,909	19,6	17,234	26,6	31,297
6,3	1,386	13,3	7,756	20,3	18,48	27,3	32,886

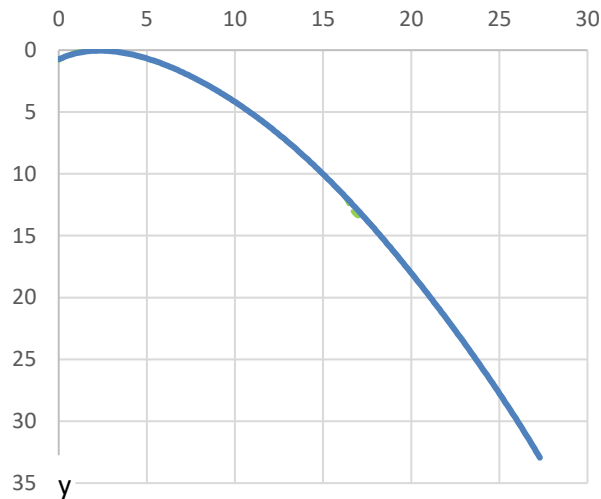


Рисунок 6.2 - Оголовок водосливной плотины

### 6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.мах}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4401^2}{9,81 \cdot (120 + (6 - 1) \cdot 3)^2}} = 4,92 \text{ м}, \quad (6.28)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 130 - 90 = 40 \text{ м}, \quad (6.29)$$

Вычисляют отношение  $\xi_{T_0} = \frac{40}{4,92} = 8,13$  м и определяют значение коэффициента скорости  $\varphi = 0,95$  в зависимости от длины сливной грани [27, таблица 9-10].

По графику М.Д. Чертоусова [27, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определяют  $\xi_c = 0,268$  и  $\xi_c'' = 2,65$ .

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,268 \cdot 4,92 = 1,32 \text{ м}, \quad (6.30)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,65 \cdot 4,92 = 13,04 \text{ м}, \quad (6.31)$$

Так как  $h_c'' = 13,04 \text{ м} > h_{НБ} = 5,9 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотинной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Принимаем комбинированную систему гашения – водобойная стенка и колодец.

### 6.3.6 Расчет водобойной стенки и водобойного колодца

Назначаем высоту колодца  $d_{\text{кол}} = 3$  м. Расчет высоты водобойной стенки  $h_{\text{ст}}$  проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, по следующей формуле:

$$\sigma \cdot h_c'' = d_{\text{кол}} + h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}, \quad (6.32)$$

где  $H_{\text{ст}}$  – напор над водобойной стенкой,

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d_{\text{кол}} = 90 - 3 = 87 \text{ м}, \quad (6.33)$$

Полная энергия перед стенкой:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПВ}} = 130 - 87 = 43 \text{ м}, \quad (6.34)$$

Вычисляем отношение  $\xi_{T_0} = \frac{43}{4,92} = 8,74$  м. По графику М.Д. Чертоусова [27, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,95$  и  $\xi_{T_0}$  определяют  $\xi_c = 0,255$  и  $\xi_c'' = 2,7$ .

Вычисляем первую и вторую сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,255 \cdot 4,92 = 1,26 \text{ м}, \quad (6.35)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 2,7 \cdot 4,92 = 13,29 \text{ м}, \quad (6.36)$$

И подставляют вычисленную вторую сопряженную глубину в формулы для нахождения напора над водобойной стенкой и высоты водобойной стенки:

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2} = \left( \frac{32,6}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 32,6^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 13,29)^2} = 5,81 \text{ м}, \quad (6.37)$$

где  $\sigma = 1,1$  – коэффициент запаса;

$m$  – выбирают по типу стенки,

$\alpha$  – коэффициент Кориолиса = 1,1.

$$q = \frac{Q_p}{B_k} = \frac{4401}{135} = 32,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.38)$$

где  $B_k$  – ширина водобойного колодца.

$$B_k = B + \Sigma\delta = 135 \text{ м}, \quad (6.39)$$

Высота водобойной стенки:

$$h_{cm} = \sigma \cdot h_c'' - d_{\text{кол}} - H_{cm} = 1,1 \cdot 13,29 - 3 - 5,81 = 5,81 \text{ м}, \quad (6.40)$$

Проверяем сопряжение бьефов за стенкой:

Полная энергия перед стенкой:

$$T_0 = H_{cm} + h_{cm} + d_{\text{кол}} = 5,81 + 5,81 + 3 = 14,62 \text{ м}, \quad (6.41)$$

Рассчитаем сопряженные глубины после стенки:

Вычисляют отношение  $\xi_{T_0} = \frac{14,62}{4,92} = 2,97$  м и определяют  $\xi_c = 0,48$  и  $\xi_c'' = 0,185$

Вычисляют вторую сопряженную глубину:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,48 \cdot 4,92 = 2,36 \text{ м}, \quad (6.42)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 0,185 \cdot 4,92 = 0,91 \text{ м}, \quad (6.43)$$

Так как  $h_c'' = 0,91 \text{ м} < h_{\text{НБ}} = 5,9 \text{ м}$ , следовательно, прыжок затопленный, дополнительный гаситель не требуется.

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 24,72 \cdot \sqrt{1,26} = 4,16 \text{ м}, \quad (6.44)$$

где  $v_c$  – скорость течения в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \Sigma\delta_6) \cdot h_c'} = \frac{4401}{(120 + (6 - 1) \cdot 3) \cdot 1,26} = 24,72 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.45)$$

С целью экономии бетона принимаем толщину водобойной плиты  $\delta_B = 2,5 \text{ м}$ , и закрепляем на скале с помощью анкеров.

Длина прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 13,29 - 1,26) = 60 \text{ м}, \quad (6.46)$$

Длина водобоя с наличием гасителя:

$$l_B = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 60 = 48 \text{ м}, \quad (6.47)$$

### 6.3.7 Пропуск расходов через глубинный водосброс

Для безопасного сброса воды в нижний бьеф в зимний период в случае аварии или ограничения выработки, и избегания обледенения плотины в нижнем бьефе предусматриваем глубинный водосброс в глухой секции.

Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезного объема водохранилища к началу весеннего половодья.

$$V_{\text{НПУ}} = 8,03 \text{ км}^3; V_{\text{УМО}} = 2,72 \text{ км}^3;$$

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 8,03 - 2,72 = 5,31 \text{ км}^3 (5,31 \cdot 10^9 \text{ м}^3), \quad (6.48)$$

Время, за которое срабатывается водохранилище (7 месяцев).

$$t = 7 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 = 18144000 \text{ с};$$

$$Q_c = \frac{V_{\text{полезн}}}{t} = \frac{5,31 \cdot 10^9}{18144000} = 292,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.49)$$

$\nabla_{\text{НБ}} = 91 \text{ м}$ , - отметка НБ при  $Q_c$ ;  $\nabla_{\text{дна}} = 90 \text{ м}$ ;  $\nabla_{\text{НПУ}} = 130 \text{ м}$ .

Расчет сечения водосброса:

Задаемся высотой отверстия водосброса  $h = 3 \text{ м}$ . водосброс располагаем на  $2 \text{ м}$  выше дна. Определяем отметку затопления глубинного водосброса (рис. 6.3).

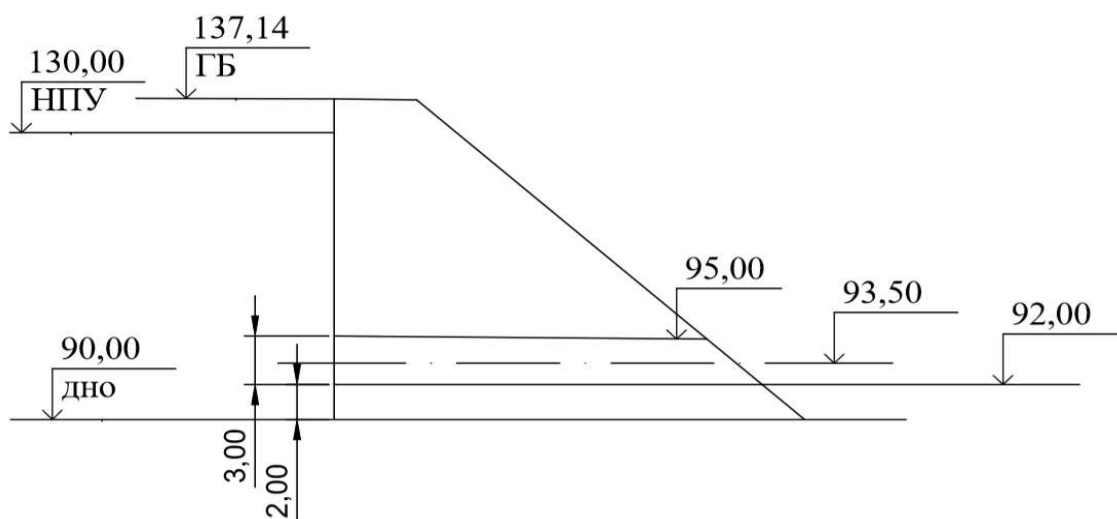


Рисунок 6.3 - Определение затопления выходного отверстия глубинного водосброса

Так как отметка нижнего бьефа  $91,1 \text{ м}$ , а отметка выходного отверстия  $95,0 \text{ м}$ , то выходное отверстие получается незатопленное.

$$\omega = \frac{Q_c}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{BO}}} = \frac{292,7}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 36,5}} = 13,67 \text{ м}^2, \quad (6.50)$$

где  $H_{BO} = 130 - 93,5 = 36,5$  м – напор над центром выходного отверстия;

$\omega$  - площадь выходного отверстия;

$\mu = 0,8$  - коэффициент расхода.

Сечение отверстия прямоугольное:

$$\omega = b \cdot h, \quad (6.51)$$

где  $b$  - ширина отверстия;

$h = 3$  м - высота отверстия.

$$b = \frac{13,67}{3} = 4,56 \text{ м},$$

Округляем до стандартного значения  $b = 5$  м.

Принимаем количество отверстий  $n = 2$ , высотой  $h = 3$  м, шириной  $b = 2,5$  м.

## 6.4 Конструирование бетонной плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Сооружение относится ко второму классу. Коэффициент надежности для сооружений второго класса  $\gamma_H = 1,2$ .

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины  $B_n^I$ :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} \cdot (1 - n) + n \cdot (2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.52)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных устройств, равный 0,5;

$\rho_b$  и  $\rho_w$  – плотность бетона и воды соответственно;  $h$  определяется как:



$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 130 - 84,5 = 45,5 \text{ м}, \quad (6.53)$$

$$\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{дно}} - d_{\text{кол}} - \delta_{\text{в}} = 90 - 3 - 2,5 = 84,5 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где  $\delta_{\text{в}} = 2,5 \text{ м}$ , толщина водобойной плиты.

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, определяют ширину подошвы плотины  $B_n^{II}$ :

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_{\text{н}} \cdot h}{f \cdot \left( \frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.55)$$

где  $f$  - коэффициент трения бетона по грунту в нашем случае:  $f = 0,7$ .

Приравнявая  $B_n^I$  и  $B_n^{II}$ , определяем  $n$ . В результате расчетов получили  $n=0,316$ . Подставляя это значение в любую из формул, получим:

$$B_n = \frac{45,5}{\sqrt{\frac{2400}{1000} \cdot (1 - 0,316) + 0,316 \cdot (2 - 0,316) - 0,5}} = 35,2 \text{ м}, \quad (6.56)$$

Далее принимаем  $B_n = 35,2 \text{ м}$ .

#### 6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. На скальном основании швы обеспечивают свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м. Принимаем расстояние между швами равное 23 м. Разрез делаем по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

#### 6.4.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. В плотинах на скальном основании разрезку швами в основном производят по осям быков, во избежание возможности заклинивания затворов.

Толщина разрезного быка  $\delta_{\text{б}} = 3 \text{ м}$ .

Толщина пазового перешейка по быку  $d_0 = 0,8 \text{ м}$ .

Размеры паза для рабочих затворов  $0,7 \times 1,5 \text{ м}$

Размеры паза для ремонтных затворов  $0,5 \times 0,5 \text{ м}$ .

Пазы ремонтных затворов со стороны ВБ размещаются на расстоянии 1,5 метра от рабочего затвора.

Ширина гребня по быку 15 м.

#### 6.4.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; также они служат опорами для затворов и мостов. Так как высота плотины больше 40 м сопряжение бетонной плотиной с грунтовой осуществляем за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую. Между станционной и водосливной частями устраивается разделительный устой для того, чтобы не размывало дно.

#### 6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 0,3 м.

Расстояние между осями дрен – 3 метра.

Горизонтальные дрены прямоугольного сечения площадью 600 см<sup>2</sup> располагаются по высоте плотины через 3 м между смотровыми шахтами.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа  $a_{др}$ , а также до верховой грани продольной галереи принимается равным 3 метра, при условии соблюдения условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}}, \quad (6.57)$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением,

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{пол} = 130 - 91 = 39 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где  $\nabla_{пол} = 91$  м, - отметка пола нижней галереи

$\gamma_n$  – коэффициент надёжности для второго класса сооружений 1,2;

$I_{кр,м}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины,

$I_{кр,м} = 25$ .

$$a_{др} \geq \frac{39 \cdot 1,2}{25} = 1,87 \text{ м}.$$

#### 6.4.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 15 м по высоте. Размер смотровой галереи принимаем 2х3 м. Для устройства и обслуживания цементационной завесы и дренажа устраиваем две буровых галереи – 3х4 м. От дна до нижней галереи расстояние 1 м.

#### 6.4.7 Цементационная завеса и дренаж

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем противифльтрационные элементы: цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.59)$$

где  $B_{\text{п}}$  - ширина подошвы плотины,

$$l_1 = 0,1 \cdot 35,2 = 3,52 \text{ м},$$

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = (0,5 \div 0,8) \cdot 38,9 = (19,45 \div 31,12) \text{ м}, \quad (6.60)$$

Принимаем:  $h_{\text{зав}} = 30 \text{ м}$ .

где  $H_{\text{max}}$  – максимальный напор,

$$H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla h_{\text{НБ min}} = 130 - 91,1 = 38,9 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где  $\nabla h_{\text{НБ min}}$  – отметка уровня в нижнем бьефе, при  $Q_{\text{ВХК}} = 300 \text{ м}^3/\text{с}$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 30 = 15 \text{ м}, \quad (6.62)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,22 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.63)$$

где  $\Delta H$  – потери напора на завесе,  $\Delta H = 23,34 \text{ м}$ , (6.56);

$J_{\text{кр}}$  – критический градиент напора,  $J_{\text{кр}} = 15$ .

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{23,34 \cdot 1,2}{15} = 1,87 \text{ м,}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{1,87}{2} = 0,93 \text{ м,}$$

Принимаем  $l_2 = 5 \text{ м}$ .

## **6.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа**

### **6.5.1 Водобойный колодец комбинированного типа**

Водобойный колодец комбинированного типа включает в себя колодец высотой 3 м и водобойную стенку высотой 5,81 м.

Толщина водобойной плиты  $\delta_{\text{в}} = 2,5 \text{ м}$  с анкерным креплением в скалу.

Длина водобойной плиты  $l_{\text{в}} = 48 \text{ м}$ .

### **6.5.2 Рисберма**

Рисберма – участок за водобойной стенкой, укрепленный бетонными плитами, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратными, размером 8×8 м. Длину рисбермы принимаем  $l = 24 \text{ м}$ . Толщину рисбермы принимаем  $\delta_{\text{рис}} = 1,5 \text{ м}$  и как водобойную плиту закрепляем анкерами в скалу.

## **6.6 Фильтрационные расчёты**

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды. Эпюру фильтрационного давления принимаем по СНиПу [24], представлена на рисунке 6.5.

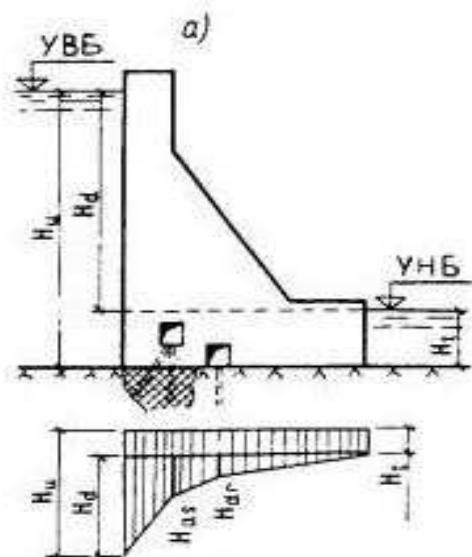


Рисунок 6.5 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для второго класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 130 - 91,1 = 38,9 \text{ м}, \quad (6.64)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 38,9 = 15,56 \text{ м}, \quad (6.65)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 38,9 = 5,84 \text{ м}, \quad (6.66)$$

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 38,9 - 15,56 = 23,34 \text{ м}. \quad (6.67)$$

## 6.7 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях. Производим сбор нагрузок для нахождения напряжений в сечении на отметке 90 м.

### 6.7.1 Вес сооружения

Площадь до расчетного сечения определена в программе AutoCad.  $S_{\text{пл1}} = 600 \text{ м}^2$ ,  $S_{\text{б1}} = 866 \text{ м}^2$ . Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл1}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{600 \cdot 20 \cdot 24}{20 + 3} = 12522 \text{ кН/м}. \quad (6.68)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{61} = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{866 \cdot 3 \cdot 20}{20 + 3} = 2259,1 \text{ кН/м.} \quad (6.69)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.70)$$

где  $f$  – площадь затвора.

Площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (130 - 123 + 0,5) \cdot 20 = 150 \text{ м}^2. \quad (6.71)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 150 \cdot \sqrt{150} \cdot 9,81 = 991 \text{ кН,}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{991}{20 + 3} = 43,1 \text{ кН/м.} \quad (6.72)$$

### 6.7.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

С верхнего бьефа:

$$T_{B1} = \frac{g \cdot H_B^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 40^2 \cdot 1000}{2} = 7848 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.73)$$

где  $H_B = 130 - 90 = 40 \text{ м}$

С нижнего бьефа:

$$T_{H1} = \frac{g \cdot H_H^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 1000}{2} = 5,94 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.74)$$

где

$$H_H = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{ДНО} = 91,1 - 90 = 1,1 \text{ м.} \quad (6.75)$$

Плечо для силы гидростатического давления воды определяется как треть высоты поверхности давления:

$$l_{T_{в1}} = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дно}}{3} = \frac{130 - 90}{3} = 13,3 \text{ м}, \quad (6.76)$$

$$l_{T_{н1}} = \frac{\nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{дно}}{3} = \frac{91,1 - 90}{3} = 0,4 \text{ м}, \quad (6.77)$$

### 6.7.3 Равнодействующие взвешивающего и фильтрационного давления

Сила взвешивающего давления определяется по формуле:

$$W_{взв1} = \rho_{в} \cdot g \cdot S_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 19,1 = 187,8 \text{ кН}. \quad (6.78)$$

где  $S_{эп1}$ - площадь эпюры взвешивающего давления,  $S_{эп} = 19,1 \text{ м}^2$

Сила фильтрационного давления:

$$W_{ф1} = \rho_{в} \cdot g \cdot S_{ф} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 188,6 = 1850,2 \text{ кН}. \quad (6.79)$$

где  $S_{ф1}$ - площадь эпюры фильтрационного давления,  $S_{ф} = 188,6 \text{ м}^2$

### 6.7.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.80)$$

где  $h_0$  по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,84^2}{37,4} = 0,68 \text{ м}, \quad (6.81)$$

$$W_{волн} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,84 \left( \frac{37,4}{3,14} + \frac{0,68}{2} \right) = 170,6 \text{ кН}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{37,4}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,84 = 4,89 \text{ м.} \quad (6.82)$$

Плечо волнового воздействия  $l$ :

$$l = \text{НПУ} - \text{ДНО} - y_c = 130 - 90 - 4,89 = 35,11 \text{ м.} \quad (6.83)$$

## 6.8 Сбор нагрузок для расчета устойчивости плотины

### 6.8.1 Вес сооружения

Производим сбор нагрузок для нахождения напряжений в сечении на отметке 84,5 м.

$$G_{\text{пл}} = G_{\text{пл1}} + W_3 = 12522 + 781 = 13303 \text{ кН/м.} \quad (6.84)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = G_{61} + W_3 = 2259,1 + 781 = 3040,1 \text{ кН/м.} \quad (6.85)$$

Давление на зуб на эпюре  $T_{B2}$ :

$$W_3 = \gamma_B \cdot S_{\text{эп}} = 10 \cdot 78,1 = 781 \text{ кН/м,} \quad (6.86)$$

где  $S_{\text{эп}}$  - площадь эпюры зуба,  $S_{\text{эп}} = 78,1 \text{ м}^2$

### 6.8.2 Сила гидростатического давления воды

Давление с верхнего бьефа:

$$T_{B1} = 7848 \text{ кН/м.}$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
с верхнего бьефа на зуб:

$$T_{B2} = g \cdot \rho_B \cdot S_{B2} = 9,81 \cdot 1000 \cdot 65,6 = 643,5 \text{ кН/м,} \quad (6.87)$$

где  $S_{B2}$  – площадь эпюры гидростатического давления,  $S_{B2} = 65,6 \text{ м}^2$

С нижнего бьефа:

$$T_{H1} = 5,94 \text{ кН/м.}$$

$$T_{H2} = g \cdot \rho_B \cdot S_{H2} = 9,81 \cdot 1000 \cdot 21,2 = 208 \text{ кН/м,} \quad (6.88)$$

где  $S_{H2}$  – площадь эпюры гидростатического давления,  $S_{H2} = 21,2 \text{ м}^2$ .



### 6.8.3 Равнодействующие взвешивающего и фильтрационного давления

Определяем равнодействующие давления в полном объёме.  
Сила взвешивающего давления определяется по формуле:

$$W_{\text{взв}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 126,5 = 1241 \text{ кН}, \quad (6.89)$$

где  $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры взвешивающего давления,  $S_{\text{эп}} = 126,5 \text{ м}^2$   
Сила фильтрационного давления:

$$W_{\text{ф}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot S_{\text{ф}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 223 = 2188 \text{ кН}, \quad (6.90)$$

где  $S_{\text{ф}}$ - площадь эпюры фильтрационного давления,  $S_{\text{ф}} = 223 \text{ м}^2$

### 6.8.4 Пригруз воды с нижнего бьефа

Пригруз воды со стороны нижнего бьефа определено площадью поперечного сечения тела давления УНБ до низовой грани:

$$W_{\text{пр}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 18,6 = 182,5 \text{ кН}, \quad (6.91)$$

где  $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры давления со стороны НБ,  $S_{\text{эп}} = 18,6 \text{ м}^2$

### 6.9 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. Все напряжения считаем в сечении на отметке 90 м. Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составим таблицу 6.2, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину для сечения 90,00 м

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			
			Сила, кН	Сила с учетом коэф. надежности, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_{\text{в1}}$	1	→	7848	7848	13,3	104378,4
$T_{\text{н1}}$	1	←	5,94	5,94	0,4	-2,4

Продолжение таблицы 6.2

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай				
			Сила, кН	Сила с учетом коэф. надежности, кН	Плечо, м	Момент, кНм	
Gб1 (без зуба)	0,95	↓	2259,1	2146,2	8	-17169,4	
Gпл1 (без зуба)	0,95	↓	12522	11895,7	5,7	-67805,2	
Wвзв1	1	↑	187,8	187,8	5,75	1077,4	
Wф1	1	↑	1850,2	1850,2	9,3	17215,7	
qз	1	↓	43,1	43,1	6,9	-297,4	
Wволн	1	→	170,6	170,6	35,11	5989,8	
$\Sigma$				$\Sigma N$	12046,4	-	43386,8

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

1) для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} \pm \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{12046,4}{28,9} + \frac{6 \cdot 43386,8}{28,9^2} = -105,1 \text{ кПа}, \quad (6.92)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -105,1 \cdot 0 - 10 \cdot 40 \cdot (1 - 0) = -400 \text{ кПа}, \quad (6.93)$$

где  $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u = 130 - 90 = 40 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.94)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -105,1 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 40 \cdot 0 = -105,1 \text{ кПа} \quad (6.95)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 40 = -400 \text{ кН/м}^2. \quad (6.96)$$

Для низовой грани аналогично по формулам (6.92)-(6.96):

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{12046,4}{28,9} - \frac{6 \cdot 43386,8}{28,9^2} = -728,5 \text{ кН/м}^2, \quad (6.97)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -728,5 \cdot 1,38^2 - 10 \cdot 1,1 \cdot (1 - 1,38^2) = -1377,4 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.98)$$

где  $m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2$ ,

$\alpha_2 = 36^\circ$  – угол между низовой гранью и вертикалью.

$H_d^t = 91,1 - 90 = 1,1$  м – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 1,1 - 728,5) \cdot 1,38 \\ &= 990,2 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.99)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -728,5 \cdot (1 + 1,38^2) + 10 \cdot 1,1 \cdot 1,38^2 = -2095 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.100)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 1,1 = -11 \text{ кН/м}^2 \quad (6.101)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	$\sigma_y^u$	-105,1
	$\sigma_x^u$	-400
	$\tau_{xy}^u$	0
	$\sigma_1^u$	-105,1
	$\sigma_3^u$	-400

Продолжение таблицы 6.3

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Низовая	$\sigma_y^t$	-728,5
	$\sigma_x^t$	-1377,4
	$\tau_{xy}^t$	990,2
	$\sigma_1^t$	-11
	$\sigma_3^t$	-2095

### 6.10 Критерии прочности плотины

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

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.102)$$

где  $\gamma_n = 1,2$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 1$ ;

$R_b$  – расчётное сопротивление бетона на сжатие, исходя из класса бетона B10, принимаем  $R_b = 6000 \text{ кН/м}^2$ .

$$1,2 \cdot 1 \cdot 2095 < 1 \cdot 6000$$

$$2514 \text{ кН/м}^2 < 6000 \text{ кН/м}^2$$

Условие общей прочности выполняется.

- 2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-105,1 \text{ кН/м}^2 < 0 \text{ – условие выполнено.}$$

- 3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.103)$$

$$105,1 \text{ кН/м}^2 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 40 \text{ кН/м}^2,$$

$$105,1 \text{ кН/м}^2 \geq 100 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.11 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности. Производим сбор нагрузок в полном объёме для расчета устойчивости.

Для наглядности все нагрузки соберем в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Нагрузки на плотину в полном объёме

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай
			Сила, кН
$T_{B1} + T_{B2}$	1	→	8491,5
$T_{H1} + T_{H2}$	1	←	213,94
$G_B$	0,95	↓	3040,1
$G_{ПЛ}$	0,95	↓	13303
$W_{ВЗВ}$	1	↑	1241
$W_{\phi}$	1	↑	2188
$q_3$	1	↓	43,1
$W_{ВОЛН}$	1	→	170,6
$W_{ПР}$	1	↓	264,9

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.104)$$

где

$$F = T_e - T_n + W_{вол} = 8491,5 - 213,94 + 170,6 = 8448,16 \text{ кН}, \quad (6.105)$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + q_3 + W_{пр}) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.106)$$

$$R = (13303 + 3040,1 - 1241 - 2188 + 43,1 + 264,9) \cdot 0,62 + 75 \cdot 35,2 = 10860,2 \text{ кН/м},$$

где  $\tan\varphi = 0,62$  – внутреннее трение для скалы в основании (гранит);

$c = 75 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для гранита;

$\omega = B_n \cdot 1 = 35,2 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{10860,2 \cdot 0,95}{8448,16 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$1,22 \geq 1,2$  – условие выполняется.

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

## **7 Пожарная безопасность, охрана труда, техника безопасности, мероприятия по охране природы**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Нуминской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Нуминской ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых 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, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации. Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Нуминской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмодатирования. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

### **7.2 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергообеспечивающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-

гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

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

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности персоналом гидроэлектростанций осуществляют: СОТ и ПК, уполномоченные по ОТ, а также органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве. На ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.



Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

### **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В

соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей. Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции,

обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

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

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Нуминской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

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

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

Все лица, поступающие работать на Нуминскую гидроэлектростанцию, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода.

Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру

трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

#### **7.4 Охрана природы. Общие положения**

Гидротехническое строительство, решая различные проблемы участников водохозяйственного комплекса, приводит к нежелательным эффектам для окружающей среды и человека, которые нередко становятся причиной реализации различного рода неблагоприятных воздействий, способных наносить материальные, экономические, экологические и социальные ущербы. Экологическая безопасность относится к центральным требованиям при эксплуатации ГЭС.

Тенденция к наиболее эффективному и безопасному использованию гидроэлектростанций требует решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Нуминской ГЭС проводим анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Правовой основой в области охраны окружающей среды и использования природных ресурсов при проектировании Нуминской ГЭС на реке Курейка являются следующие нормативы:

- Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ (ред. от 29.12.2015) «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный Закон от 24 апреля 1995 года N 52-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»;
- Водный кодекс Российской Федерации от 03 июня 2006 N 74-ФЗ (ред. от 28.11.2015 с изм. и доп., вступ. В силу с 01.01.2016); □
- Лесной кодекс Российской Федерации от 4 декабря 2006 № 200-ФЗ (ред. от 01.05.2016); □ Земельный кодекс Российской Федерации от 25 октября 2001 года N 136-ФЗ (ред. от 23.05.2016);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при проектировании, строительстве и эксплуатации Нуминской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

## 8 Технико-экономические показатели

### 8.1 Оценка объемов продаж

Электроэнергия сегодня это товар, который производитель продает поставщикам, а те поставляют ее конечному потребителю. В некоторых случаях поставка электроэнергии может осуществляться непосредственно самим производителем. Электроэнергия - товар первой необходимости. Из-за этого потребители очень сильно реагируют на перерывы в электроснабжении, поэтому энергосистема должна быть надежной.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозный период представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации Нуминской ГЭС

Наименование показателя	Единица измерения	Интервалы планирования (годы)		
		2021 г.	2022 г.	2023 г.
Установленная мощность	МВт	550,00	550,00	550,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	4 560,00	4 560,00	4 560,00
Выработка электроэнергии	МВт·ч	2 507 817,60	2 507 817,60	2 507 817,60
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,1	1,1	1,1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	27 585,99	27 585,99	27 585,99
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	2 480 231,61	2 480 231,61	2 480 231,61
Тариф на электроэнергию	Руб./ МВт·ч	1 042,00	1 077,00	1 110,00
Выручка от реализации электроэнергии	Млн.руб.	215,37	222,60	229,42
НДС к выручке	Млн.руб.	32,85	33,96	35,00

Выручка растёт из-за роста тарифов на электроэнергию.

### 8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости - 0,08 %).

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка (тыс.руб/МВт)	Величина, (млн.руб.)
ФОТ	255,2	67,65
Прочие	274,0	16,50
Итого по ГЭС	529,2	183,69

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные значения расходов на ремонт в процентах представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап жизненного проекта	Величина, %
От 1-5	0,04
От 6-15	0,06
От 16-25	0,08
От 25	0,10

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135380 руб.за 1 МВт	53,07
НП АТС (администратор торговой системы)	1,097 руб.за 1 МВт·ч	3,28
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,318 руб.за 1 МВт·ч	1,14
Итого		57,49

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Курейка 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	млн.руб.			
	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	178,43	178,43	178,43	178,43
Расходы на страхование	132,85	130,79	128,74	126,68
Эксплуатационные затраты	183,69	183,69	183,69	183,69
Расходы на ремонт производственных фондов	4,61	6,81	6,71	6,60
Расходы на услуги регулирующих компаний	57,49	57,49	57,49	57,49
Налог на воду	22,81	22,81	22,81	22,81
Итого	579,88	580,02	577,86	575,70

63% денежных средств в первые годы эксплуатации в структуре затрат это амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты, т.к. ГЭС только начинает свою работу на энергетическом рынке и является капиталоемким производством.

### 8.3 Налоговые расходы

Под налогом понимается обязательный, индивидуально безвозмездный платеж, взимаемый с организаций и физических лиц в форме отчуждения, принадлежащих им на праве собственности, хозяйственного ведения или оперативного управления денежных средств в целях финансового обеспечения деятельности государства или муниципальных образований.

В проекте учтены следующие налоговые расходы: налог на прибыль – 20% от суммы прибыли; НДС – 18% от добавленной стоимости; взносы в социальные фонды – 34% от величины фонда оплаты труда; налог на имущество – 2,2% от среднегодовой стоимости имущества; налог на воду за 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб. за 1 МВт·ч произведенной и отпущенной электроэнергии.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2023-2026 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

	млн.руб.			
Налоги	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль	4,56	4,56	4,56	4,56
НДС	370,66	853,66	877,60	900,70
Взносы в социальные фонды	6,71	6,71	6,71	6,71
Налог на имущество	250,76	246,83	242,91	238,98

Большинство денежных средств с выручки производства электроэнергии идет на оплату НДС и налога на имущество.

#### 8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – положительная разница между суммарными доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг.

Формой отражения эффективности производственной деятельности Нуминской ГЭС по производству электроэнергии является отчет о прибылях и убытках. В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль. (табл. 8.7).

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единицы измерения	Интервалы планирования			
		2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто)	млн. руб.	4473,15	4609,16	4754,65	4886,54
Текущие расходы	млн. руб.	579,88	580,02	577,86	575,70
ЕВИТДА (Валовая прибыль)	млн. руб.	3893,27	4029,14	4176,79	4310,84
Скорректированный налог на прибыль	млн. руб.	778,65	805,83	835,36	862,17
НОПАТ(Чистая прибыль)	млн. руб.	3114,62	3223,31	3341,43	3448,67
<u>Справочно:</u> Ставка налога на прибыль	%	20	20	20	20

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.1.



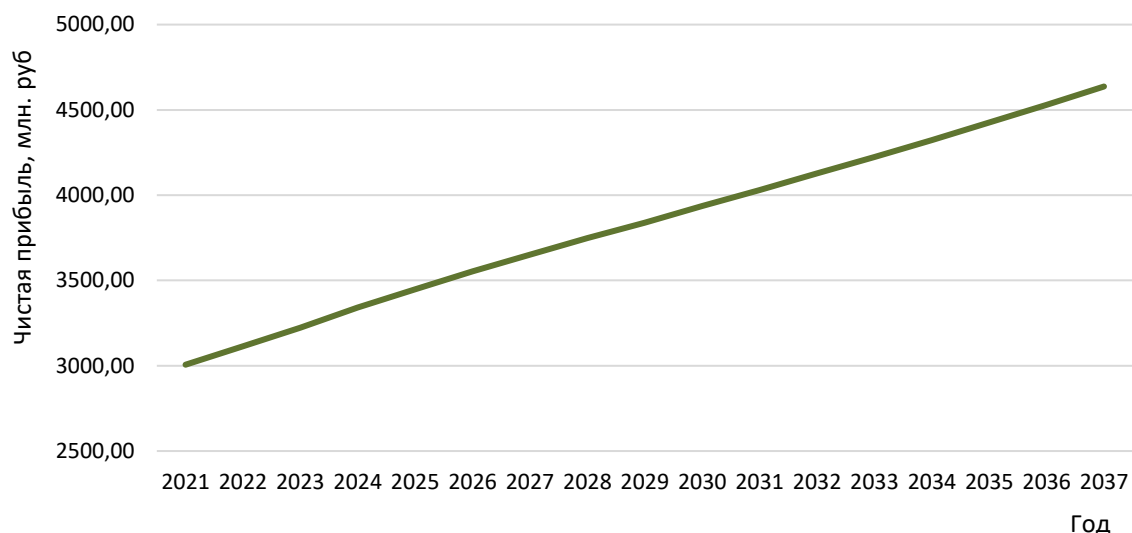


Рисунок 8.1 – Динамика чистой прибыли, млн. руб.

По завершению строительства ГЭС, объем прибыли увеличивается, так как инвестиционные затраты уменьшаются, и цена на электроэнергию и мощность растёт.

### 8.5 Оценка инвестиционного проекта

Целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся чистый дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости и т.д. Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

- «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

- «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес-планов в электроэнергетике на стадии перед ТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС России» 31.03.2008 № 155 и главной экспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

- Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert фирмы ExpertSystem. Для целей эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- Период прогнозирования для Нуминской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования

– Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на первый квартал 2018 года.

Цель проведения расчета коммерческой эффективности проекта – является расчет показателей, представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта строительства Нуминской ГЭС

Показатели эффективности	
Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	84
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	16734,50
Индекс прибыльности - PI	1,43
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,12
Удельные капиталовложения, руб/кВт	27263,8

### 8.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета.

Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счет налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2025	2026	2027	2028
Налоговые поступления, млн. руб.	1154,63	1173,80	1191,58	1209,39
В Федеральный бюджет, млн. руб.	911,68	934,78	956,48	978,22
В региональный бюджет, млн. руб.	242,91	238,98	235,06	231,13

Налоги перечисляются в региональный и федеральный бюджеты, это повышает общественную привлекательность проекта. Налоговые поступления увеличиваются из-за роста вырученных средств от реализации электроэнергии.

### 8.7 Анализ рисков инвестиционных проектов

Для анализа чувствительности инвестиционного проекта главное – это оценить степень влияния изменения каждого (или их комбинации) из исходных параметров, чтобы предусмотреть наихудшее развитие ситуации в инвестиционном проекте.

Результаты анализа чувствительности учитываются при сравнении взаимозаменяемых и не взаимозаменяемых, с ограничением по максимальному бюджету инвестиционных проектов.

Анализ чувствительности сам по себе не изменяет факторы риска.

Влияние изменения данных параметров представлено в виде динамики изменения NPV.

Изменение чистого приведённого дохода (NPV) от изменения объемов инвестиций показано на рисунке 8.2.

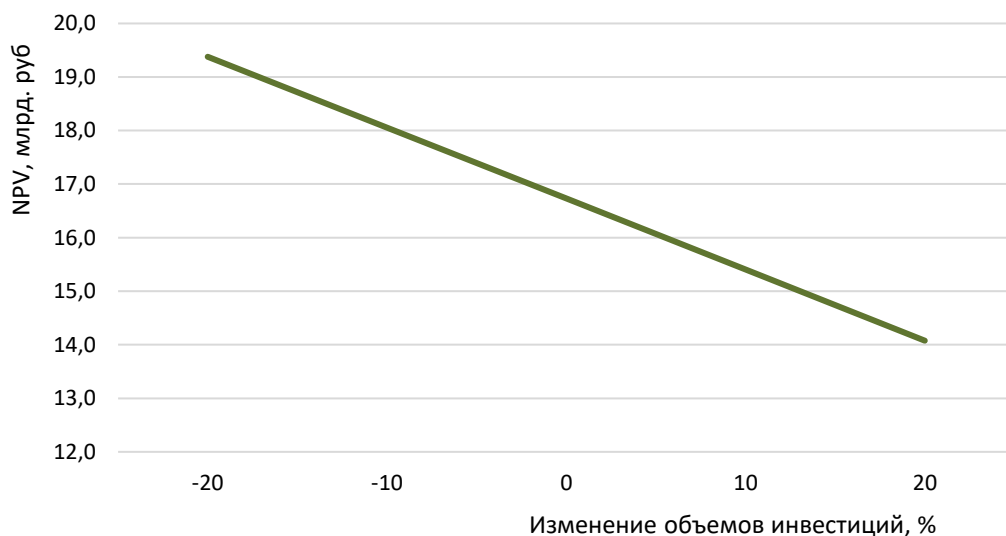


Рисунок 8.2 – Зависимость NPV от объема инвестиций

По графику видно, что увеличение объема инвестиций проекта влияет на снижение величины NPV.

Изменение чистого приведённого дохода (NPV) от изменения цены сбыта показано на рисунке 8.3.

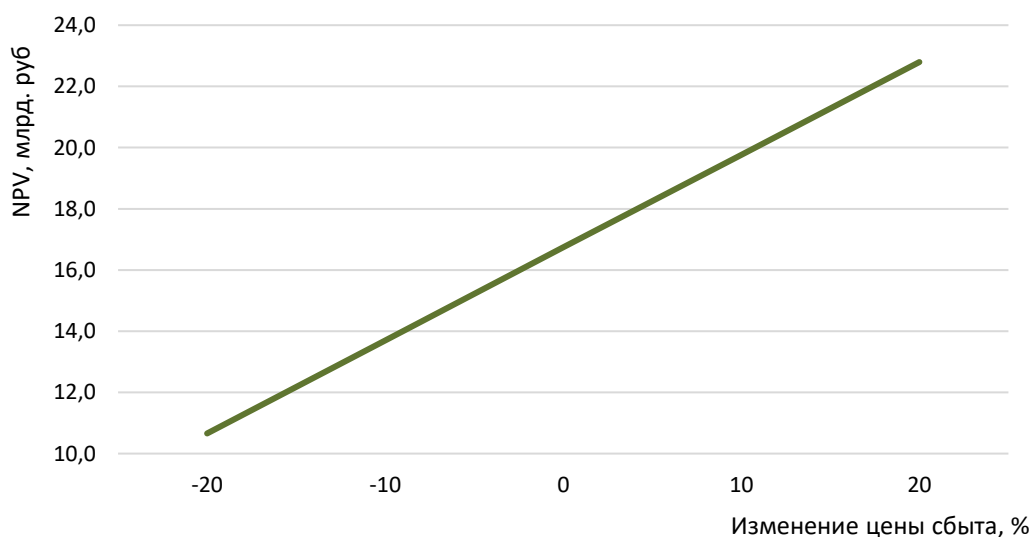


Рисунок 8.3 – Зависимость NPV от цены сбыта

По графику видно, что увеличение цены сбыта влияет на увеличение величины NPV.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

Изменение чистого приведённого дохода (NPV) от изменения ставки дисконтирования показано на рисунке 8.2.



Рисунок 8.4 – Зависимость NPV от ставки дисконтирования

По графику видно, что увеличение ставки дисконтирования влияет на уменьшение величины NPV.

По представленному проекту ГЭС мощностью 550 МВт на реке Курейка, можно сделать вывод что строительство с точки экономической целесообразности будет выгодно и обоснованно. Данный вывод может быть сделан на основе следующих полученных показателей:

NPV= 16734,5 млн. руб.

PI=1,43

Срок окупаемости составляет – 84 мес.

Себестоимость – 0,12 руб./ кВт·ч

Удельные капиталовложения – 27263,8 руб./кВт

## **9 Схемы выдачи мощности ГЭС, критерии выбора, методы расчетов, конструктивные исполнения РУ, способы защиты от перенапряжений**

Разработка проекта электротехнической части ГЭС и ГАЭС должна осуществляться в соответствии с действующими нормативными документами в области электроэнергетики России, Российскими государственными стандартами на электрооборудование, Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [17], Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) [37], правилами охраны труда при эксплуатации электрооборудования.

Проектирование электротехнической части ГЭС (ГАЭС) должно осуществляться на основе использования прогрессивного, надежного, высокоэкономичного оборудования, которое на момент ввода в действие объекта должно соответствовать высокому техническому уровню.

При применении импортного оборудования необходимо руководствоваться стандартами международного электротехнического комитета (МЭК) и требованиями ГОСТ для данного вида оборудования.

Состав и характеристики основного электротехнического оборудования, участвующего в процессе передачи электроэнергии, вырабатываемой ГЭС или ГАЭС в энергосистему, определяются при разработке главной электрической схемы станции.

Исходными данными для начала работ по проектированию главной электрической схемы ГЭС или ГАЭС является количество и энергетические характеристики (установленная мощность, номинальное напряжение, номинальная частота вращения, коэффициент мощности) генераторов (генераторов-двигателей).

Кроме того, для разработки главной электрической схемы ГЭС или ГАЭС необходимы исходные данные по энергосистеме, к которой будет присоединяться электростанция.

Работа должна быть выполнена для каждого из принятых в проекте этапов развития станции, с учетом перспективного развития энергосистемы на ближайшие 10-15 лет.

Главная электрическая схема должна соответствовать требованиям:

- учёт очередности ввода агрегатов электростанции и возможность расширения распределительных устройств повышенных напряжений в соответствии с перспективой развития энергосистемы;
- обеспечение выдачи всей располагаемой (за исключением расходов на собственные нужды) мощности электростанции в энергосистему и электроснабжение потребителей собственных нужд;
- электрические схемы электростанций должны разрабатываться с учетом значения электростанции для данной энергосистемы и обеспечения требуемой надежности работы присоединяемых линий электропередач;
- схема должна обеспечить надежность работы распределительного устройства в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах;

- обеспечение возможности и безопасности проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании;
- должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования.

В ремонтных режимах ограничение выдачи мощности в систему допускается при наличии технико-экономического обоснования и не допускается ограничение электроснабжения потребителей собственных нужд.

Главные электрические схемы электростанций должны удовлетворять следующим условиям:

- отказ любого выключателя (в том числе и в период ремонта любого другого выключателя), не должен приводить к потере блоков суммарной мощностью, большей мощности, и тех линий электропередачи (двух и более), отключение которых может вызвать нарушение устойчивости энергосистемы или ее части;

- отказ любого выключателя в схемах, в которых на шины электростанции заводятся параллельные транзитные линии электропередачи, не должен приводить к потере обеих линий транзита одного направления;

- отключение линии электропередачи со стороны электростанции должно производиться не более чем двумя выключателями;

- отключение электрического блока может производиться не более чем тремя выключателями распределительного устройства повышенного напряжения;

- отключение автотрансформаторов и трансформаторов связи распределительных устройств разных напряжений должно производиться при повреждении автотрансформаторов и трансформаторов напряжением до 500 кВ;

- ремонт любого из выключателей распределительного устройства 110 кВ и выше должен быть возможен без отключения присоединения. Для РУ напряжением до 220кВ включительно возможно проведение ремонта выключателя путем временного отключения присоединения ВЛ или АТ, если это возможно по условиям обеспечения требуемой надежности электроснабжения приемных подстанций и транзитных перетоков мощности.

В главных электрических схемах электростанций применяются следующие типы электрических блоков:

- одиночный блок (генератор-трансформатор) (рис. 9.1 а);
- укрупненный блок (несколько генераторов, подключенных к одному общему повышающему трансформатору или к одной группе однофазных трансформаторов) (рис. 9.1 б);
- объединенный блок (несколько одиночных или укрупненных блоков, объединенные между собой без выключателей на стороне высшего напряжения повышающих трансформаторов) (рис. 9.1 в).

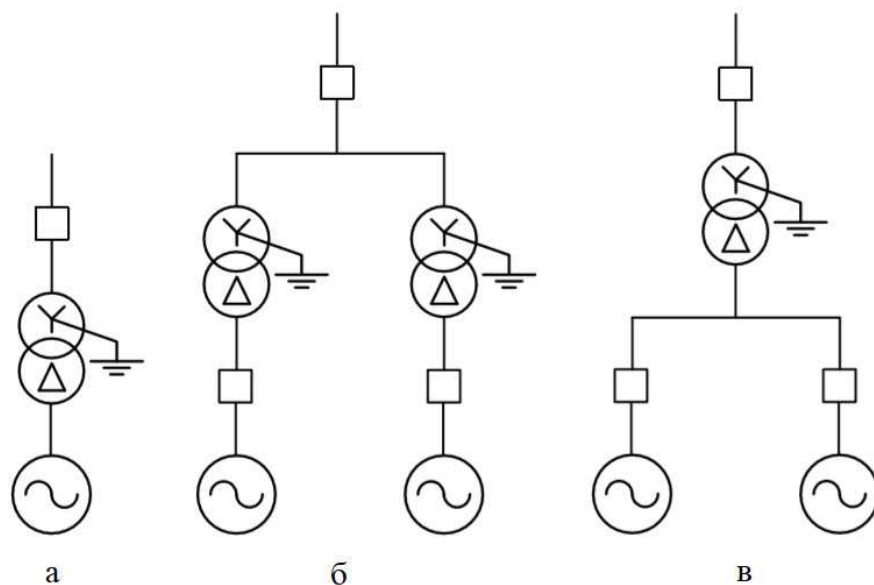


Рисунок 9.1 – Виды генераторных блоков  
(а – простой блок, б – объединённый блок, в – укрупнённый блок)

Тип блока выбирается на основании технико-экономического сопоставления целесообразных вариантов с учетом режимов и надежности работы электростанции, затрат на оборудование генераторного и повышенного напряжений, стоимости потерь энергии в повышающих трансформаторах, удобств эксплуатации, конструктивно-компоновочных решений и др.

На разные напряжения разрабатываются следующие схемы:

При напряжении 110-220 кВ с одним выключателем на присоединение:

- одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин с секционным и обходным выключателями (5 и более присоединений).

Схема применяется при допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на обходную систему шин;

- две рабочие и обходная системы шин (от 5 до 15 присоединений).

Схема применяется при отсутствии возможности отключения всех присоединений системы шин на время ревизии и ремонта этой системы шин;

- две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя шиносоединительными и двумя обходными выключателями (более 15 присоединений и отсутствие возможности отключения всех присоединений секции шин на время ревизии и ремонта этой секции шин).

При напряжении 110кВ и выше при количестве присоединений не более 6:

- мостик;
- треугольник;
- четырехугольник;
- пятиугольник;
- шестиугольник.

При напряжении 330-750 кВ применяются схемы:

- с двумя системами шин, с 4 выключателями на 3 цепи (схема "4/3");

- с секционированием сборных шин по условиям противоаварийной автоматики

- с двумя системами шин, с 3 выключателями на 2 цепи (схема "3/2"-«полуторная»), с секционированием сборных шин по условиям противоаварийной автоматики;

Допускается применение других схем при надлежащем обосновании или по требованию заказчика.

При обосновании варианта главной электрической схемы электростанции рассматриваются вопросы надежности выдачи электроэнергии, оперативных и ремонтных свойств схемы, удобства деления схемы по сигналам противоаварийной автоматики (ПА), количества операций с выключателями и разъединителями в различных режимах, компоновки оборудования, стоимости РУ и др.

При прочих равных условиях предпочтение должно отдаваться схеме, обладающей необходимой надежностью, и в которой отключение отдельных цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

### **9.1 Схемы на напряжение (3-35,66 кВ)**

- Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (рисунок 9.2);

Применяется в РУ 35-220 кВ, на проходных подстанциях с двухсторонним питанием при необходимости частых включений-отключений (авто)трансформаторов при неравномерном графике нагрузки для снижения потерь мощности и электроэнергии в (авто)трансформаторах.

Достоинства данной схемы:

- низкая стоимость;
- простая и наглядная;
- занимает минимальные площади с учетом присоединений;
- электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны;

- при ремонте секционного выключателя схема позволяет сохранить транзит мощности по присоединенным линиям через ремонтную перемычку, и сохранить в работе оба (авто)трансформатора при аварийном отключении одной из отходящих линий.

Недостатки:

- к одной линии с двусторонним питанием рекомендуется подключать не более трех - четырех проходных подстанций, в том числе по условиям надежной работы релейной защиты в части селективности.



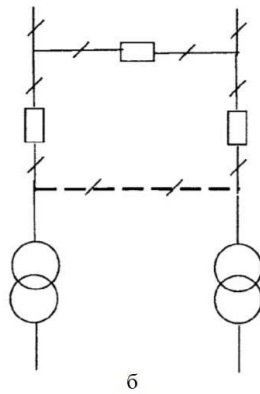


Рисунок 9.2 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

- Одна рабочая секционированная выключателем система шин (рисунок 9.3);

Применение РУ 35-220 кВ, на узловых подстанциях, при наличии попарно резервируемых линий (попарно резервируемые линии, подключенные к различным секциям распределительного устройства; при отключении одной линии ее нагрузка перераспределится на оставшуюся в работе линию), а также линий, резервируемых от других подстанций.

Достоинства:

- низкая стоимость;
- наглядность и простота;
- занимает минимальные площади с учетом присоединений;
- является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35- 220 кВ. То же относится и к КРУЭ.

Недостатки:

- при отказе нормально включенного секционного выключателя возможно полное погашение распределительного устройства;
- потеря мощности и части линий на время ремонта секции сборных шин.

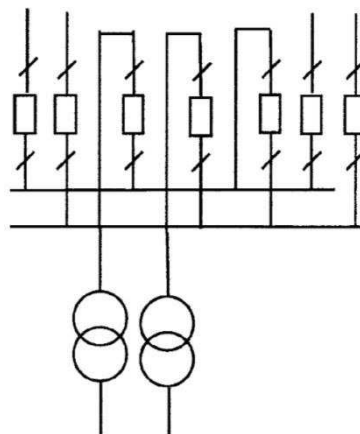


Рисунок 9.3 – Одна рабочая секционированная выключателем система сборных шин

## 9.2 Схемы РУ на высшее напряжение

### 9.2.1 Схемы РУ 110-220 кВ

- Схема четырехугольник (треугольник) (рисунок 9.4);

Применяется для РУ 110-750 кВ проходных подстанций с двухсторонним питанием по двум линиям.

Достоинства схемы:

- простая и наглядная;
- сравнительно дешёвая схема с учётом количества присоединений для заданной конфигурации сети;
- занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений.

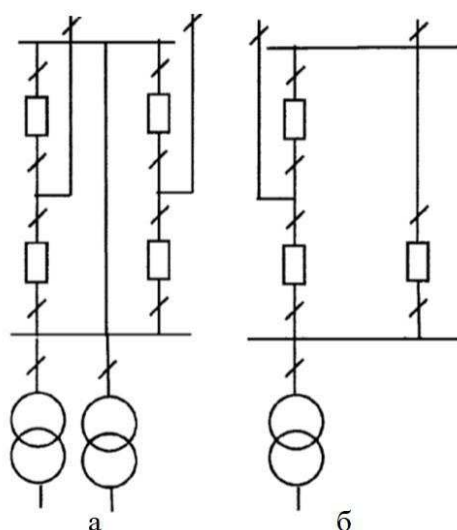


Рисунок 9.4 –Схемы РУ 110-220 кВ: а) четырехугольник, б) треугольник

Схему четырехугольника наиболее предпочтительно использовать для двухтрансформаторных подстанций 500 и 750 кВ с двумя линиями, для подстанций 110 - 330 кВ эта схема применяется при наличии соответствующих технико-экономических обоснований с учетом фактора надежности.

- Схема шестиугольник (рисунок 9.5)

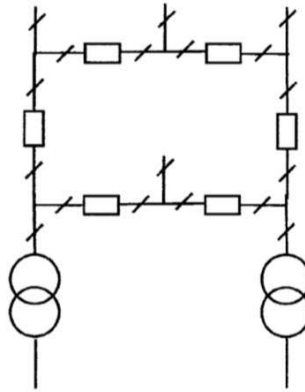


Рисунок 9.5 - Шестиугольник

Применяется на РУ 110-330 кВ на узловых двух(авто)трансформаторных ПС питаемые по четырем линиям (или другим сочетанием присоединений).

Достоинства схемы:

- простая и наглядная;
- при отказе любого выключателя теряется, как правило, не более одной линии и одного (авто)трансформатора, двух линий или двух (авто)трансформаторов;
- минимизированы отказы по вине персонала.

Недостатки:

- требует сложного учета набора различных перетоков мощности в ремонтных и послеаварийных режимах (разрыв кольца) при выборе параметров срабатывания релейной защиты.

Схема шестиугольник обеспечивает более равномерное распределение потоков мощности по участкам двухцепной линии, что снижает потери мощности и энергии в электрической сети.

- Схемы с обходной системой сборных шин: с одной рабочей и обходной системами сборных шин, с двумя рабочими и обходной системами сборных шин применяются в РУ 110-220 кВ в следующих случаях:

- когда в РУ имеются присоединения, отключение которых при выводе выключателя из работы (отключении его оперативным персоналом) недопустимо даже кратковременно, а подключение этих присоединений через два выключателя экономически нецелесообразно или технически невозможно;

- когда обходная система шин необходима для организации схемы устройства плавки гололеда, для районов с загрязненной атмосферой и необходимости периодической очистки изоляции, при других обоснованиях.

Различие между схемами заключается в количестве присоединений: одна рабочая секционированная с обходной системой сборных шин (рисунок 9.6 а) – 7-15 присоединений; две рабочие секционированные с обходными системами сборных шин (рисунок 9.6 б) – более 16 присоединений; две рабочие с обходными системами сборных шин (рисунок 9.6 в) – 5 и более присоединений.

Схема с одной рабочей и одной обходной системами сборных шин обладает следующими достоинствами: ревизия любого выключателя может выполняться без перерыва работы присоединения; отсутствуют разъединители шинной развилки (исключаются ошибки персонала).

Недостаток схемы одной рабочей секционированной с обходной СШ - ремонт секции связан с отключением всех линий, присоединенных к данной секции, одного блочного трансформатора и одного автотрансформатора связи.

Схема с двумя основными и одной обходной системами шин с одним выключателем на цепь дает возможность ревизии любой системы шин и любого выключателя без перерыва работы присоединений, а также позволяет группировать эти присоединения произвольным образом.

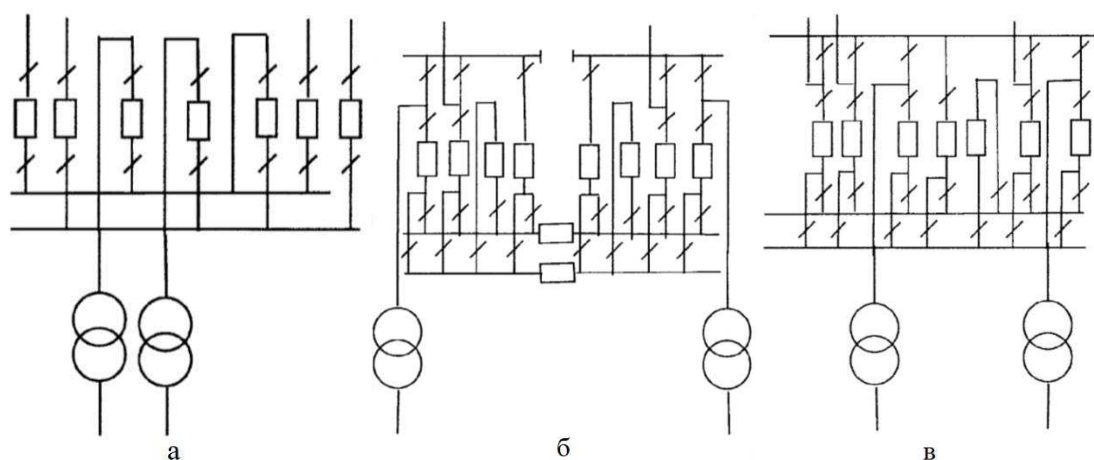


Рисунок 9.6 -Схемы РУ 110-220 кВ: а) Одна рабочая секционированная выключателем СШ с обходной СШ; б) две рабочих секционированные выключателем СШ с обходной СШ

- Две рабочие системы сборных шин без обходной, разрешается применять согласно СТО РусГидро в КРУЭ (рисунок 9.7)

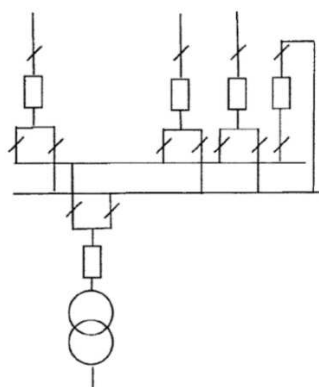


Рисунок 9.7 – Две рабочие системы шин

Схемы с двумя системами сборных шин применяются в РУ 110-220 кВ в случаях, когда имеются присоединения, длительное отключение которых (на все время вывода из работы сборных шин) недопустимо. При этом при

повреждениях в зоне сборных шин допускается кратковременное отключение этих присоединений на время оперативных переключений, связанных с переводом присоединений на другую (неповрежденную) систему шин; гибкая фиксация присоединений по системам сборных шин.

Достоинства такой схемы состоят в легкости ремонтов любой системы шин и в возможности вывода выключателей в ремонт без операций разъединителями под током. Повреждение шин не приводит здесь к погашению присоединений, однако если короткое замыкание на шинах возникнет во время ревизии одной из систем шин, оно будет сопровождаться полным погашением всех присоединений.

Эту схему можно применять при использовании элегазового оборудования, главным недостатком схемы является чрезмерная стоимость ее из-за большого числа выключателей и трансформаторов тока.

### 9.2.2 Схемы РУ 330-750 кВ

РУ 330 - 750 кВ, через которые в систему выдается большая часть мощности станции, должны быть выполнены исключительно надежно. При относительно небольшом числе присоединений применяются схемы многоугольников (треугольник, четырехугольник и др.). Для подстанций с одной ВЛ и двумя трансформаторами 330-750 кВ схему «треугольник» возможно применять как этап развития на длительную перспективу.

- Схема трансформаторы-шины (рисунок 9.8)

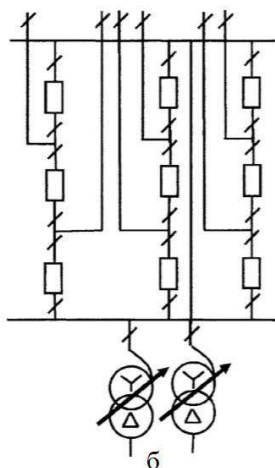


Рисунок 9.8 – Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линии

Применяется в РУ 330-750 кВ с количеством присоединений до шести, на узловых двухавтотрансформаторных ПС с питанием трёх-четырёх линий.

Схема достаточно экономичная с учетом количества присоединений.

При отказе выключателя теряется не более одной линии и одного автотрансформатора, что допустимо с позиций устойчивости. Поэтому схему

предпочтительно использовать в основных сетях 500 и 750 кВ с позиций сохранения устойчивости в энергосистеме при расчетных возмущениях (в том числе при единичном отказе любого элемента схемы), которые не должны сопровождаться работой противоаварийной автоматики. Таким образом, схема достаточно надежная.

При большом числе присоединений (6 и более) преимущественное распространение получила схема с тремя выключателями на два присоединения (схема 3/2 рисунок 9.9 а) применяется на 220-750 кВ.

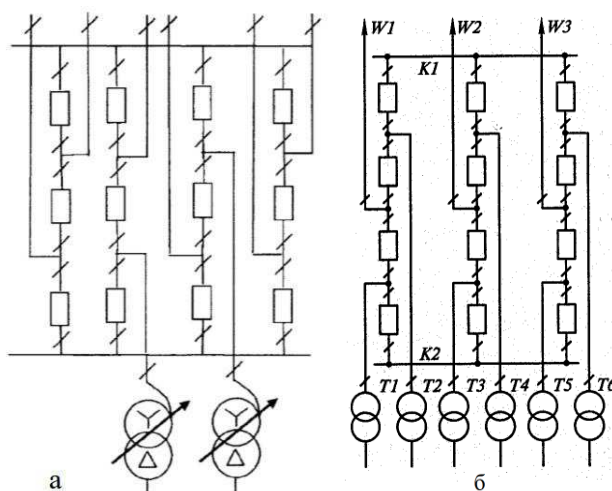


Рисунок 9.9 – Схемы РУ 330-750 кВ: а) схема 3/2, б) схема 4/3

Преимущества: ревизия любого выключателя или системы сборных шин производится без нарушения работы присоединений и с минимальным числом операций при выводе этих элементов в ремонт; разъединители используются только при ремонте (обеспечение видимого разрыва до элементов РУ, находящихся под напряжением); обе системы шин могут быть отключены одновременно без нарушения работы присоединений; при отказе выключателя со стороны сборных шин теряется не более одной линии или одного (авто)трансформатора, что допустимо с позиций устойчивости; сравнительно простая и наглядная; электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны и как следствие минимизированы отказы по вине персонала. Как видно, полуторная схема сочетает надежность схемы со сборными шинами с маневренностью схемы многоугольника.

К недостаткам полуторной схемы относят большое число выключателей и трансформаторов тока, усложнение релейной защиты присоединений и выбор выключателей и всего остального оборудования на удвоенные номинальные токи. Повышенное число выключателей в полуторной схеме частично компенсируется отсутствием междушинных выключателей.

Если число линий вдвое меньше или больше числа трансформаторов, наилучшие показатели имеет схема 4/3 с секционированными и несекционированными системами шин (рисунок 9.9 б). Схема 4/3 сходна с полуторной, но более экономична, так как в ней приходится не на 1/2

выключателя на цепь больше, чем в схеме с двойной системой шин, а только на 1/3.

Преимущества схемы типа 4/3:

- при повреждениях в пределах РУ или внешних КЗ, сопровождающихся отказом выключателей, отключение всего устройства или значительной его части практически исключено;
- разъединители используются только по своему прямому назначению – для изоляции отключенных частей РУ и системы;
- замыкание в зоне сборных шин не нарушает работы присоединений, при условии, что все выключатели включены.

Недостатки схемы 4/3:

- отключение присоединений производится двумя выключателями, что представляет сложность при настройке устройств РЗА;
- возможность отключения вместе с поврежденным элементом неповрежденных присоединений РУ при ремонтных состояниях схемы (при размыкании кольца, цепочки).

### **9.3 Критерии выбора схем РУ**

Исходными данными для начала работ по проектированию главной электрической схемы ГЭС или ГАЭС является количество и энергетические характеристики: установленная мощность, номинальное напряжение, номинальная частота вращения, коэффициент мощности генераторов (генераторов-двигателей).

Кроме того, для разработки главной электрической схемы ГЭС необходимы исходные данные по энергосистеме, к которой будет присоединяться электростанция.

Выбор схемы ведется в следующей последовательности:

- выбирается несколько вариантов схемы РУ повышенного напряжения в соответствии с исходными данными на проектирование и рекомендациями норм технологического проектирования электрических станций;
- рассчитываются капитальные эксплуатационные и приведенные затраты;
- сравнением вариантов выбирается лучший вариант схемы РУ по критерию минимума приведенных затрат.

Исходными данными для выбора схемы РУ повышенного напряжения являются:

- выбранная схема выдачи мощности электростанции;
- количество присоединений в схеме РУ, мощность, передаваемая по каждой линии в нормальном (максимальном и минимальном) режиме, а также в аварийных и послеаварийных режимах;
- напряжения, на которых выдается энергия электростанции в энергосистему (их должно быть не более двух);

- необходимость связи между двумя распределительными устройствами повышенных напряжений (с помощью трансформаторов или автотрансформаторов), а также возможность работы распределительных устройств разных напряжений без связи между ними, режимы заземления нейтралей силовых трансформаторов и автотрансформаторов на ГЭС.

В составе работы «Схема выдачи мощности проектируемой ГЭС в энергосистему» для каждого этапа развития станции должны быть определены следующие данные:

а) величина перетоков мощности между распределительными устройствами разных повышенных напряжений электростанции в максимальном и минимальном режиме;

б) графики активной нагрузки электростанции и участие ее в общем графике активной нагрузки энергосистемы по характерным периодам года на каждом напряжении, участие ГЭС во вторичном регулировании частоты в энергосистеме;

в) наибольшая мощность, потеря которой допустима по условию сохранения устойчивости энергосистемы, по наличию резервной мощности в энергосистеме и по пропускной способности линий электропередач внутри системы и межсистемных связей;

г) результаты расчета и анализ баланса реактивных мощностей и уровней напряжений в прилегающих узлах энергосистемы (в зоне влияния электростанции); участие электростанции в покрытии графиков реактивной нагрузки (в том числе в период максимума активной нагрузки энергосистемы); необходимость работы гидроагрегатов в режиме синхронных компенсаторов, а также в режиме потребления реактивной мощности; необходимость установки шунтирующих реакторов и установок продольной емкостной компенсации, их мощность, номинальное напряжение и схема присоединения, рекомендуемое значение номинального коэффициента мощности гидрогенераторов (генераторов-двигателей) по условиям работы энергосистемы;

д) токи трехфазного и однофазного короткого замыкания по каждой линии электропередачи и индуктивные сопротивления прямой и нулевой последовательности энергосистемы на шинах распределительных устройств повышенных напряжений для максимального и минимального режимов нагрузки энергосистемы, а также требования к параметрам восстанавливаемых напряжений на контактах выключателей соответствующего распределительного устройства;

е) требования к месту установки и характеристикам ограничителей перенапряжения для защиты электрооборудования станции от грозовых и коммутационных перенапряжений; уровни грозовых и коммутационных перенапряжений на оборудовании распределительных устройств повышенного напряжения;

ж) требования к гидрогенераторам (генераторам-двигателям) и другому электрооборудованию, определяемые условиями устойчивости параллельной работы электростанции в энергосистеме или исключения процесса



самовозбуждения при работе на холостую линию (параметры возбуждения, индуктивное сопротивление и механическая постоянная времени);

з) технические решения по противоаварийной автоматике; расчеты статической и динамической устойчивости для определения режимов, требующих противоаварийного управления; требования системной противоаварийной автоматики (максимально допустимое время отключения выключателей, необходимость секционирования шин повышенного напряжения, величина отключаемой мощности для разгрузки линий электропередачи);

и) технические решения по выполнению РЗА присоединяемых линий электропередач;

к) величина напряжения и частоты на шинах распределительных устройств повышенного напряжения станции в нормальных и аварийных режимах работы энергосистемы, допустимые колебания напряжения на шинах повышенных напряжений при различных режимах работы обратимых агрегатов ГАЭС, в том числе при прямом пуске (в случае использования такого способа пуска агрегатов);

л) структура и организация диспетчерского управления станции в энергосистеме. Территориальное расположение диспетчерского пункта системы, объем передаваемой информации; схема организации внешней связи, количество и наименование обрабатываемых фаз для организации высокочастотных каналов связи и наличие волоконно-оптических каналов связи для телемеханики, для защит каждой линии, подходящей к шинам ГЭС (ГАЭС);

м) взаимосвязь АСУ ТП ГЭС (ГАЭС) с АСУ ТП энергосистемы, каналы связи, в/ч или оптоволокно (в тресе или фазном проводе); объем и вид требуемой информации для приема/передачи, вид протокола; количество и виды входных сигналов в АСУ от устройств РЗ линий;

н) наличие в районе ГЭС (ГАЭС) местной подстанции напряжением 6÷35кВ (110кВ для ГЭС большой мощности). Возможность резервирования электроснабжения собственных нужд ГЭС (ГАЭС) от этой подстанции, мероприятия по выполнению резервного электроснабжения; схема электрических соединений местной подстанции, режим заземления нейтралей трансформаторов подстанции; уровни рабочих напряжений, а также токи трехфазного и однофазного короткого замыкания на шинах местной подстанции.

#### **9.4 Методы расчетов схем РУ**

1. На основании технико-экономического расчета выбирают тип блока (простой, укрупненный, объединенный) на основании затрат на оборудование, стоимости потерь, удобств эксплуатации и др.

В данной бакалаврской работе было принято решение использования укрупненных блоков, так как это экономически выгодно.

2. Расчет токов короткого замыкания выполняется, для:

- выбора и проверки электрооборудования по электродинамической и термической стойкости;
- определения уставок и обеспечения селективности срабатывания защиты в схеме электроснабжения.

Расчет токов при КЗ выполняют в следующем порядке:

- для рассматриваемой установки составляют расчетную схему;
- по расчетной схеме составляют электрическую схему замещения;
- путем постепенного преобразования (эквивалентирования) схему замещения приводят к простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников с результирующей ЭДС были связаны с точкой КЗ одним сопротивлением;

- определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ  $I_{п0}$ , затем ударный ток КЗ  $i_{уд}$  и, при необходимости, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени.

3. Расчет надежности электрической схемы.

Под надежностью любого технического объекта будем понимать его способность выполнять определенные задачи в определенных условиях эксплуатации, а применительно к системам электроснабжения - обеспечение потребителей электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества (напряжения, частоты). Надежность системы электроснабжения сама является одним из показателей качества системы (элементы системы: генераторы, трансформаторы, выключатели, отделители, короткозамыкатели, разъединители, сборные шины, а также присоединения).

## 9.5 Конструктивное исполнение РУ

РУ электрических станций и подстанций выполняются внутренней и наружной установки и соответственно называются закрытыми - с расположением оборудования в зданиях (ЗРУ) и открытыми - с расположением всего или основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ). РУ могут быть комплектными для внутренней установки (КРУ), для наружной установки (КРУН) и с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

1. Закрытые РУ.

ЗРУ напряжением 35-220 кВ выполняются с двумя системами шин или с двумя рабочими и обходной системами шин. Все присоединения в таких ЗРУ располагаются с одной стороны здания. Оборудование в ЗРУ размещается на разных уровнях: тяжелое оборудование (выключатели) - на уровне земли, сборные шины и шинные разъединители располагаются друг над другом выше выключателей. Общие принципы компоновки ЗРУ повышенных напряжений практически не отличаются от принципов компоновки ГРУ.

2. Открытые РУ.

Компоновку ОРУ выбирают, исходя из схемы соединений, перспектив развития и особенностей конструкции устанавливаемых электрических

аппаратов. При этом большое значение имеет число рядов размещения выключателей, количество ярусов расположения проводов и тип разъединителей. В ОРУ со сборными шинами рекомендуется следующее расположение выключателей:

при схемах с одной или двумя системами шин выключатели устанавливаются в два ряда;

при схемах с обходной системой шин - в один ряд;

при схемах 3/2 выключателя на цепь - в три ряда;

при мостиковых схемах, многоугольниках и т.п. выключатели устанавливаются так, чтобы можно было осуществить расширение ОРУ без его коренной реконструкции.

### 3. КРУЭ.

Основные преимущества КРУЭ:

1. Высокая эксплуатационная надежность при длительном сроке службы.

2. Полное экранирование цепей 220 кВ, обеспечивающее безопасность эксплуатационного персонала.

3. Малые габариты ячеек КРУЭ, позволяющие компактное размещение оборудования в небольших помещениях по площади и высоте зданий.

4. Минимальный объем технического обслуживания КРУЭ и низкие эксплуатационные затраты.

5. Сравнительно небольшое потребление электроэнергии на отопление помещения КРУЭ для поддержания плюсовой температуры зимой, соизмеримое с потреблением электроэнергии на обогрев шкафов управления оборудования на ОРУ.

Следует учитывать, что при более высокой надежности оборудования КРУЭ по сравнению с оборудованием ОРУ, для КРУЭ при соответствующем обосновании возможно применение более простых схем.

При разработке главных электрических схем КРУЭ особое внимание следует уделять вопросам разделения оборудования на газовые отсеки.

При сравнении затрат на эксплуатацию КРУЭ и ОРУ, следует также учитывать затраты на обогрев помещения КРУЭ, располагающихся в районах с умеренным и холодным климатом.

КРУЭ могут выполняться по любой схем. Не рекомендуется применение схем с обходной системой шин ввиду их значительного удорожания. Следует учитывать, что при более высокой надежности оборудования КРУЭ по сравнению с оборудованием ОРУ, для КРУЭ при соответствующем обосновании возможно применение более простых схем.

## 9.6 Способы защиты от перенапряжений

Под перенапряжениями понимаются опасные для изоляции электроустановок повышения напряжения. Перенапряжения, возникающие в электроустановках можно разделить на два класса.

**Внутренние или коммутационные** перенапряжения, связанные с нормальным режимом работы электроустановки. Коммутационные перенапряжения возникают при коммутациях цепей в нормальных эксплуатационных условиях, а также при ликвидации аварийных режимов и повреждений в электрической системе.

**Внешние или атмосферные** перенапряжения, связанные с воздействием на электроустановку молнии или наведенных ею волн перенапряжений.

Надежная работа электроустановок обеспечивается только, если прочность их изоляции превышает возможные максимальные уровни напряжений на изоляции в длительных рабочих режимах и при перенапряжениях. Прочность изоляции характеризуется величинами пробивного напряжения при воздействии на изоляцию напряжений промышленной частоты и импульсных напряжений.

От грозовых перенапряжений, а также от маловероятных максимально возможных внутренних перенапряжений все электроустановки должны иметь специальную защиту.

### **Вентильные разрядники**

Для защиты изоляции электрооборудования подстанций применяются вентильные разрядники (РВ) и нелинейные ограничители напряжения (ОПН). В соответствии с защитными характеристиками этих аппаратов устанавливаются уровни изоляции трансформаторов и аппаратов подстанций.

Основными элементами вентильного разрядника являются многократный искровой промежуток и соединенный последовательно с ним резистор с нелинейной вольт-амперной характеристикой (рис. 9.10 а). При воздействии на РВ импульса грозового перенапряжения пробивается искровой промежуток (ИП) и через разрядник проходит импульсный ток, создающий падение напряжения на сопротивлении резистора. Благодаря нелинейной вольт-амперной характеристике это падение напряжения мало меняется при существенном изменении тока. (рис.9.10 б)

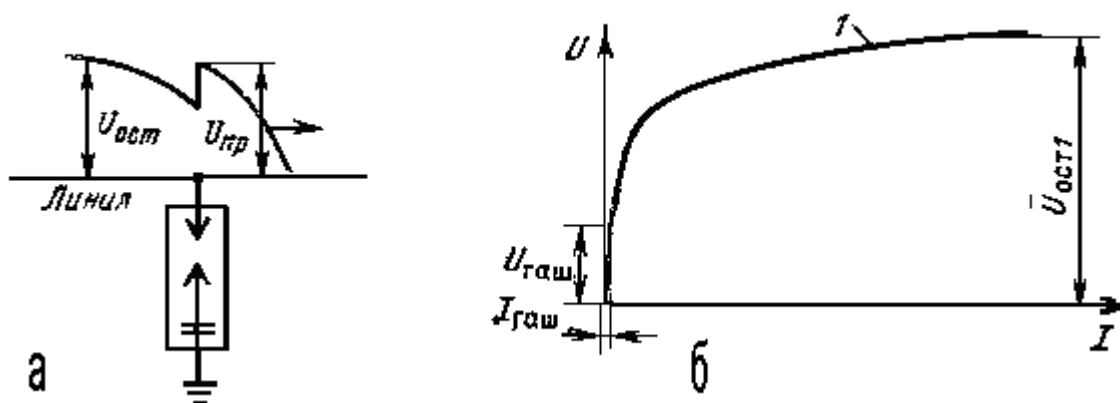


Рисунок 9.10 - Схема включения вентильного разрядника (а) и типовая вольт-амперная характеристика вентильного разрядника (б)

Одной из основных характеристик РВ является остающееся напряжение  $U_{ост}$ , представляющее собой падение напряжения на сопротивлении резистора при определенном импульсном токе (5 – 14 кА в зависимости от типа РВ), который называется током координации.

Вслед за импульсным током через РВ проходит сопровождающий ток промышленной частоты. Сопротивление нелинейного резистора при рабочем напряжении резко возрастает, сопровождающий ток существенно ограничивается, и при переходе его через нулевое значение дуга в искровом промежутке гаснет.

Наибольшее напряжение промышленной частоты на РВ, при котором надежно обрывается сопровождающий ток, называется напряжением гашения  $U_{гаш}$ , а соответствующий сопровождающий ток – током гашения  $I_{гаш}$ .

Прохождение больших импульсных токов вызывает остаточные явления в материале нелинейного резистора, поэтому РВ имеет определенную пропускную способность, характеризующуюся гарантированным числом импульсов тока с заданными параметрами, которое может выдержать резистор.

На искровые промежутки РВ возлагается подключение нелинейного резистора при перенапряжениях и его отключение при прохождении сопровождающего тока.

#### **Ограничители перенапряжений нелинейные**

Основной недостаток вентильных разрядников связан с тем, что резисторы на основе карборунда обладают сравнительно невысокой нелинейностью. Снижение защитного отношения РВ достигается ценой значительного усложнения искровых промежутков, которые в разрядниках I группы принимают на себя часть напряжений гашения.

Выпускаемые в нашей стране и за рубежом резисторы на основе окиси цинка обладают значительно большей нелинейностью, чем резисторы на основе карборунда. Это позволило создать новый тип защитного аппарата – нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН). Преимуществами ОПН являются возможность глубокого ограничения перенапряжений, в том числе междофазных, малые габариты, позволяющие использовать их в качестве опорных изоляционных колонн, большая пропускная способность.

Уровень ограничения коммутационных перенапряжений с помощью ОПН составляет (1,65-1,8)  $U_{ф}$ . Уровень ограничения грозовых перенапряжений составляет (2,2—2,4)  $U_{ф}$  в сетях 110 кВ и снижается до  $2U_{ф}$  для линий электропередачи 750 кВ.

Ограничители комплектуются в виде параллельно соединенных колонок. В соответствии с пропускной способностью число параллельных колонок резисторов в ОПН варьируется от четырех в ограничителе перенапряжения на 110 кВ до 30 в ограничителе на 750 кВ.

Коэффициент нелинейности резисторов ОПН в области ограничения коммутационных перенапряжений имеет значение 0,03—0,05. При ограничении грозовых перенапряжений, когда токи, протекающие через ОПН, достигают значений нескольких килоампер, коэффициент нелинейности возрастает до 0,07

– 0,1. Такая высокая нелинейность обуславливает прохождение при рабочем напряжении или резонансных перенапряжениях через нелинейные резисторы тока порядка долей миллиампера на одну параллельную колонку. Это позволяет исключить искровой промежуток и подключать резистор ОПН непосредственно к сети.

Применительно к ОПН отсутствует понятие напряжения гашения. Однако длительное воздействие резонансных перенапряжений, связанных с прохождением через ОПН больших токов, может нарушить тепловую устойчивость аппарата и привести к аварии. В связи с этим для ОПН установлены допустимые длительности приложения повышенных напряжений, которые должны быть скоординированы с действием релейных защит. Схема включения ОПН приведена на рис.9.11.

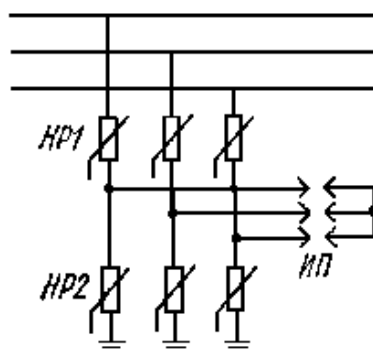


Рисунок 9.11 - Схема включения ОПН для ограничения перенапряжений междуфазных и относительно земли

## 9.7 Выбор главной электрической схемы Нуминской ГЭС

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

В сложных климатических условиях района Нуминской ГЭС эксплуатационная надежность оборудования 220 кВ для ОРУ уступает надежности КРУЭ в закрытом помещении.

В связи с этим распределительное устройство на Нуминской ГЭС принято КРУЭ.

Согласно стандарту, КРУЭ могут выполняться по любой из перечисленных выше схем. Не рекомендуется применение схем с обходной системой шин ввиду их значительного удорожания. Применение более простых схем в КРУЭ обусловлено более высокой надежностью оборудования КРУЭ по сравнению с оборудованием ОРУ.

Что касается стоимостной оценки, то первоначальные расходы на установку КРУЭ превосходят затраты на приобретение обычного оборудования, однако оборудование КРУЭ позволяет сократить эксплуатационные затраты, повысить надежность и продлить срок службы оборудования.

Возможные варианты главной схемы с исполнением в КРУЭ:

1. Две системы сборных шин;

2. Одна секционированная система сборных шин, для каждого присоединения применяется линейный выключатель, разъединитель.

Две системы сборных шин по сравнению с одной секционированной системой сборных шин позволяют:

1. Поочередно ремонтировать сборные шины без перерыва в работе станции и без нарушения питания потребителей;

2. Ремонтировать любой шинный разъединитель, отключая лишь одно присоединение (остальные присоединения переводятся на другую систему шин);

3. Быстро восстанавливать работу станции при повреждении на секции (потребители теряют питание только на время, необходимое для переключения оперативным персоналом соответствующих присоединений на резервную систему шин).

Окончательно принимаем схему распределительного устройства – две системы сборных шин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Нуминского гидроузла на реке Курейка, являющегося сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 1 % и поверочного 0,1 % равных 5979 и 7053 м<sup>3</sup>/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 550 МВт и среднегогодовая выработка 1602 млн. кВт·ч.

На третьем 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 – 38 м;
- расчетный – 30,4 м;
- минимальный – 27 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 526 м<sup>3</sup>/с.

При выборе турбин рассматривалось три варианта ПЛ40а-В, ПЛ40б-В и РО45-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ40а-В-750.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 100 об/мин был подобран серийный гидрогенератор ВГС-1260/200-60 с номинальной активной мощностью 150 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупнёнными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (2 блока, 5 отходящих воздушных линии) КРУЭ 220 кВ – "две системы сборных шин", т.к. этот вариант имеет более высокую надежность. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ– 400000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-4000/15,75-У1 для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый комплекс HECS – 130XLp производства компании «АВВ», в качестве ячеек КРУЭ были выбраны ячейки ЯГГ-220 производства компании ОАО «Электроаппарат».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с комбинированной системой водобойного колодца и стенки – 135 м;
- стационарная бетонная плотина – 150 м;



- секция глубинного водосброса – 23 м;
- правобережная грунтовая плотина – 246,76 м;
- левобережная грунтовая плотина – 285,78 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка подошвы водосливной плотины – 84,5 м;
- число водосливных отверстий – 6;
- ширина водосливных отверстий – 20 м;
- отметка гребня – 137,14 м;
- ширина гребня – 15 м;
- количество глубинных отверстий – 2;
- высота глубинных отверстий – 3 м;
- ширина глубинных отверстий – 2,5 м;

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,22 (нормативное значение для сооружений I I класса – 1,2). Таким образом, плотина Нуминского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

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 расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 7 лет;
- себестоимость – 0,12 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 27263,8 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Нуминской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## 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. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>

4.Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа : <http://www.elsib.ru/>.

5.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.

6.Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.

7.Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.

8.Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа : <http://www.dwg.ru>.

9.Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.

10.СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

11.СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014.– 296 с.

12.Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ»

[Электронный ресурс] // ООО «Гольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

13.Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.

14.СТО 56947007- 29.240.35.184-2014. Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. Стандарт организации. – Введ. 16.09.2014 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2014 – 78 с.

15.Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

16.Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>

17.Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.

18.Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.

19.Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

20.СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

21.СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

22.СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций– Введ. 28.09.2017 -ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

23.Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>

24.СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.

25.СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.

26.СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

27.Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

28.СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М.: ФГУП ЦПП, 2004.

29.СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84\*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.

30.Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.

31.Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

32.СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

33.СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

34.Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. . – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2017 – 42 с.

35.Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

36.Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

37.Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ : изд. 15. – Москва : СПО ОРГРЭС, 1996. – 160 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений реки Курейка за 1932-1981 года. Среднегодовые и среднемесячные расходы воды

Годы	Расходы в метрах кубических в секунду												Q <sub>ср</sub> , год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1932	39	23	21	22	1217	3100	455	862	370	298	143	85	553
1933	27	24	21	21	1113	3350	1157	433	382	141	123	63	571
1934	50	36	31	30	1667	2867	770	607	452	353	87	86	586
1935	65	44	39	87	1433	2667	793	825	257	225	94	84	551
1936	56	36	27	29	2817	1817	1372	522	478	432	130	89	650
1937	75	52	43	47	1173	3300	1023	865	822	438	162	122	677
1938	68	57	50	37	2600	1583	675	348	308	383	89	72	523
1939	32	29	27	31	1040	3483	1188	295	290	283	104	71	573
1940	21	18	86	88	2433	1767	865	478	220	333	79	35	535
1941	50	41	34	29	652	3617	1095	498	425	262	97	78	573
1942	63	43	35	33	1867	2850	1093	488	398	362	117	93	620
1943	56	45	38	37	1307	2100	790	243	173	270	128	94	440
1944	70	53	40	35	2050	2633	1103	627	467	253	96	97	627
1945	47	37	31	40	898	3350	737	908	425	203	124	83	574
1946	82	55	43	40	2033	2283	505	880	392	430	123	118	582
1947	63	47	35	32	375	3317	760	543	417	222	113	88	501
1948	46	35	31	32	1317	3633	1062	318	257	153	83	62	586
1949	59	43	29	31	750	3533	692	837	470	275	136	102	580
1950	78	56	45	39	772	3800	420	368	317	390	136	99	543
1951	78	54	43	40	1750	3517	468	867	572	313	136	104	662
1952	45	29	24	23	192	5483	423	538	362	297	83	70	631
1953	47	37	33	34	1083	4467	575	643	433	198	44	56	638
1954	69	58	58	58	1242	3083	1322	1080	747	308	133	92	687
1955	43	43	47	39	598	4667	1242	650	513	270	102	67	690
1956	150	124	97	82	123	5167	1483	1250	1225	630	170	177	890
1957	60	42	35	31	1430	2767	1067	537	410	258	101	99	570
1958	49	37	28	26	702	3117	1115	700	392	522	137	74	575
1959	54	42	36	40	1167	2200	1030	702	600	423	113	83	541
1960	46	33	30	48	1352	2733	607	363	287	287	76	68	494
1961	35	29	26	37	1208	4700	1633	483	475	165	115	47	746
1962	27	23	27	15	395	3250	770	738	610	139	61	38	508
1963	46	35	31	29	673	3917	1355	628	537	282	112	73	643
1964	52	35	32	31	1358	3333	868	427	225	293	125	90	572
1965	38	30	27	27	543	4450	472	637	320	237	71	50	575
1966	56	40	29	28	1055	3067	737	508	378	153	58	62	514
1967	76	57	50	45	365	4333	1700	1573	923	377	162	110	814
1968	60	42	35	36	1783	4067	988	772	730	607	136	92	779
1969	45	33	25	23	548	3850	435	588	410	213	89	63	527
1970	60	56	50	37	1232	3667	718	595	502	185	73	67	603
1971	55	45	35	37	898	5267	990	670	395	423	75	60	746
1972	54	42	32	28	847	4817	470	242	144	198	82	63	585
1973	57	50	41	38	200	3950	922	597	560	238	83	66	567
1974	55	42	35	35	1983	2950	1212	253	215	107	67	58	584
1975	45	38	15	17	1150	4200	1550	450	433	163	78	48	682
1976	23	18	13	10	1517	4917	1450	883	850	542	145	57	869
1977	46	34	25	22	698	3113	1112	697	388	518	134	70	571
1978	51	38	33	37	1163	2197	1027	698	597	420	110	80	537
1979	43	30	26	45	1348	2717	603	360	283	283	73	65	490

Продолжение таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.</sub> , год
1980	37	27	16	19	717	2750	717	533	508	117	92	52	465
1981	36	29	16	28	1250	4583	1650	517	483	173	112	55	744

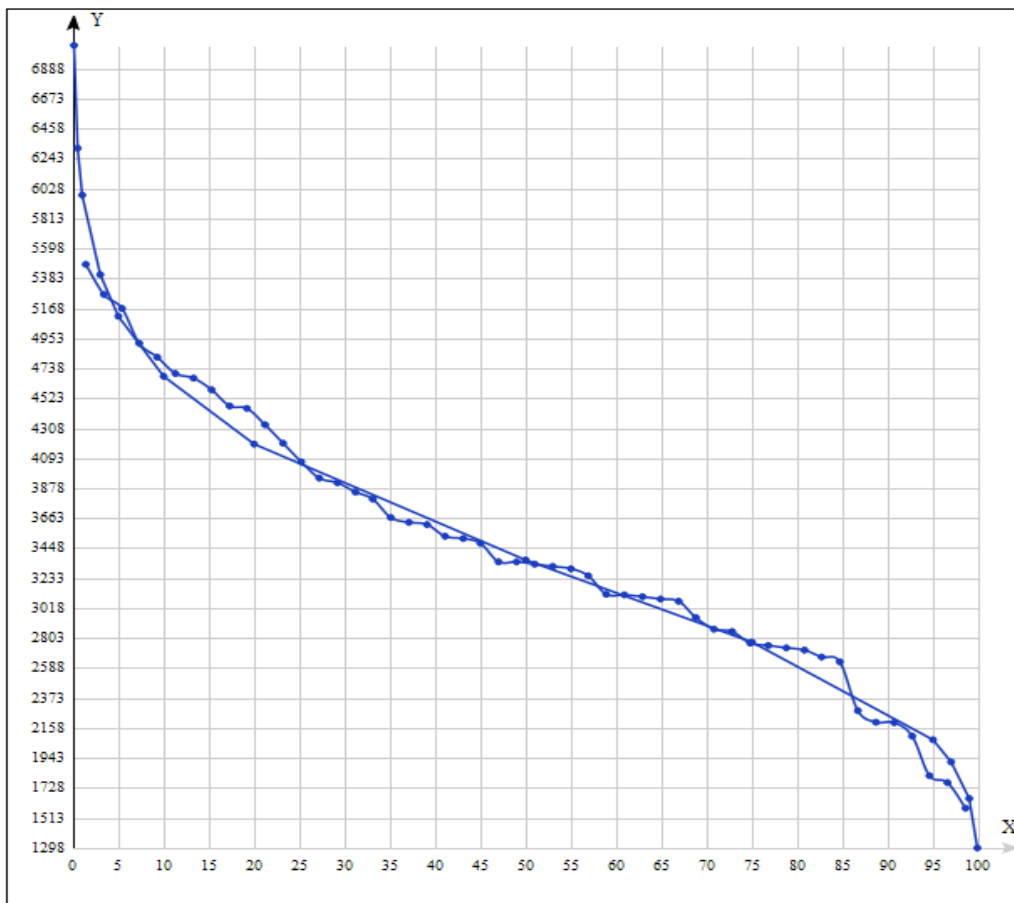


Рисунок А.1 – Кривая обеспеченности средних максимальных расходов воды р. Курейка за 1932-1981 гг. для  $P_{0,1\%}$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчёты

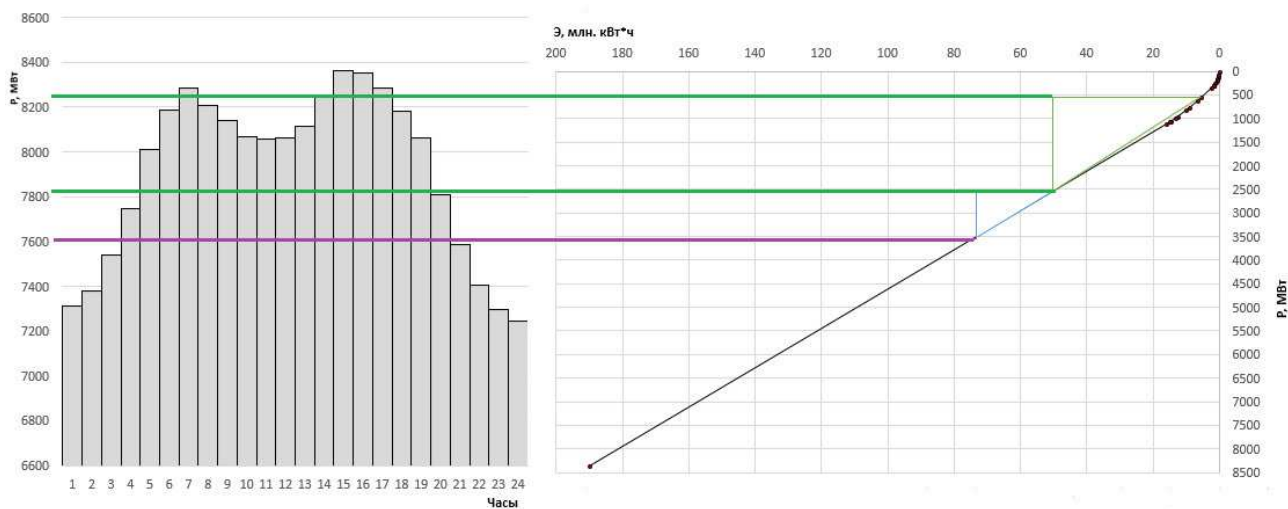


Рисунок Б.1 – ИКН энергосистемы для зимы

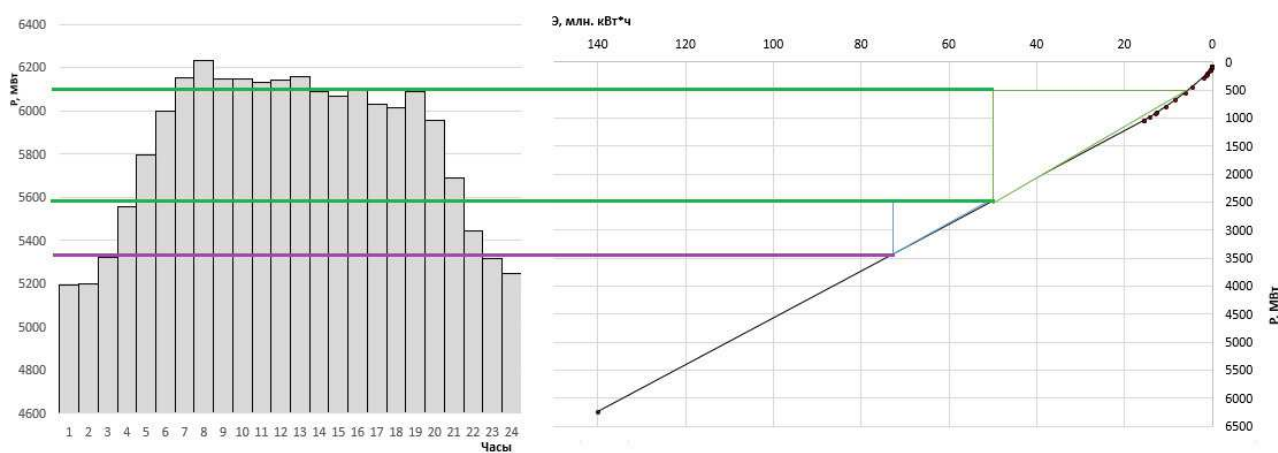


Рисунок Б.2 – ИКН энергосистемы для лета

Окончание приложения Б

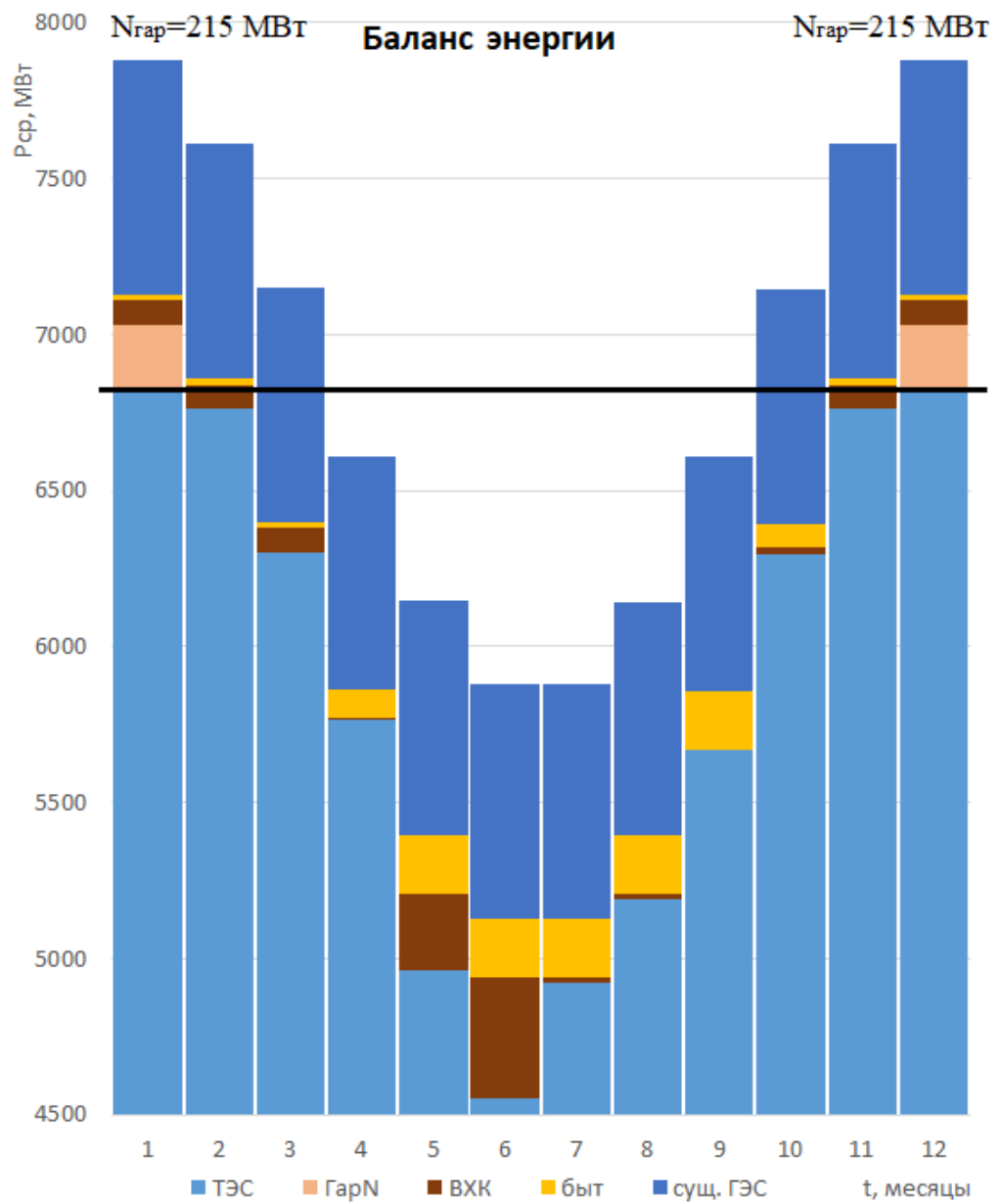


Рисунок Б.3 – Баланс энергии



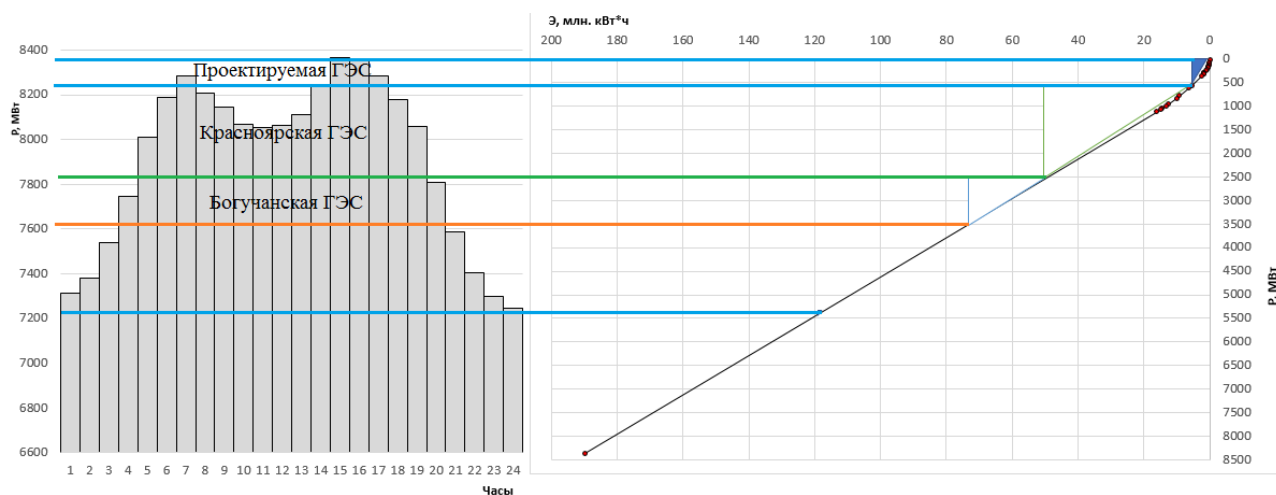
## Окончание приложения Б

### Таблица Б.1 - Первая итерация (не выполняется)

t	Q, м³/с						V, км³		Z, м				H, м	N, МВт	
	Qпол.быт	Qф	Qв-ща	Qгэс	Qвхк	Qнб	Vнач	Vкон	знач	зкон	зср	Zнб		Nгэс	Nгар
10	224	1	75	299	300	300	8,03	7,84	130,00	129,82	129,91	90,06	39,45	100	по ВХК
11	74	1	225	299	300	300	7,84	7,25	129,82	129,27	129,54	90,05	39,09	99	по ВХК
12	49	1	620	669	300	670	7,25	5,65	129,27	127,82	128,54	90,05	38,09	217	217
1	54	1	645	699	300	700	5,65	3,97	127,82	126,08	126,95	90,04	36,51	217	217
2	76	1	223	299	300	300	3,97	3,40	126,08	125,10	125,59	90,04	35,16	89	по ВХК
3	57	1	242	299	300	300	3,40	2,77	125,10	123,43	124,27	90,03	33,84	86	по ВХК
4	268	1	31	299	300	300	2,77	2,69	123,43	123,15	123,29	90,03	32,86	84	по ВХК
5	1374	1	-775	599	600	600	2,69	4,70	123,15	126,93	125,04	90,04	34,60	176	по ВХК
6	1840	1	-1241	599	600	600	4,70	7,91	126,93	129,89	128,41	90,06	37,95	193	по ВХК
7	650	1	-51	599	600	600	7,91	8,05	129,89	129,82	129,86	90,06	39,40	201	по ВХК
8	640	1	-41	599	600	600	8,05	8,15	129,82	129,92	129,87	90,06	39,41	201	по ВХК
9	610	1	-11	599	600	600	8,15	8,18	129,92	130,15	130,04	90,06	39,58	202	по ВХК

### Таблица Б.2 - Окончательная итерация

t	Q, м³/с						V, км³		Z, м				H, м	N, МВт	
	Qпол.быт	Qф	Qв-ща	Qгэс	Qвхк	Qнб	Vнач	Vкон	знач	зкон	зср	Zнб		Nгэс	Nгар
10	224	1	75	299	300	300	8,03	7,84	130,00	129,82	129,91	91,56	39,45	100	по ВХК
11	74	1	225	299	300	300	7,84	7,25	129,82	129,27	129,54	90,85	39,09	99	по ВХК
12	49	1	615	664	300	665	7,25	5,66	129,27	127,83	128,55	92,05	38,10	215	215
1	54	1	638	692	300	693	5,66	4,00	127,83	126,13	126,98	92,04	36,54	215	215
2	76	1	223	299	300	300	4,00	3,43	126,13	125,17	125,65	91,04	35,21	89	по ВХК
3	57	1	242	299	300	300	3,43	2,80	125,17	123,54	124,35	91,03	33,92	86	по ВХК
4	268	1	31	299	300	300	2,80	2,72	123,54	123,26	123,40	91,03	32,97	84	по ВХК
5	1374	1	-730	644	600	645	2,72	4,61	123,26	126,84	125,05	91,04	34,61	189	по ВХК
6	1840	1	-1241	599	600	600	4,61	7,83	126,84	129,81	128,33	91,06	37,87	193	по ВХК
7	650	1	-41	609	600	610	7,83	7,93	129,81	129,71	129,76	91,06	39,30	203	по ВХК
8	640	1	-26	614	600	615	7,93	8,00	129,71	129,78	129,74	91,06	39,29	205	по ВХК
9	610	1	-11	599	600	600	8,00	8,03	129,78	130,00	129,89	91,06	39,43	201	по ВХК



### Рисунок Б.4 – Зоны работы, проектируемой ГЭС в январе, декабре

## Окончание приложения Б

Таблица Б.3 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Мощность в мегаваттах

Месяц	Система			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС			
	Р	Равр	Рна	Нраб	N	N	Нраб.ма	N	N	Нраб.	На	Нр.	Нна
I	832	666	167	0	3290		466	9		4572	36		91
II	805	644	161	1842	3212		282	6		4558	36		91
III	757	606	151	1764	3078		280	6		4216	33		84
IV	702	562	140	1686	2923	226	276	6	36	3824	30		76
V	654	524	131	1608	2788		418	8		3338	26	808	67
VI	626	501	125	1530	2710		425	9		3132	25	106	63
VII	626	501	125	1530	2710		440	9		3117	24	106	62
VIII	654	523	131	1608	2787		442	9		3312	26	808	66
IX	701	562	140	1686	2922	226	436	9	36	3661	29		73
X	757	606	151	1764	3077		284	6		4210	33		84
XI	805	644	161	1842	3212		281	6		4557	36		91
XII	832	666	167	1920	3290		466	9		4571	36		91

## Окончание приложения Б

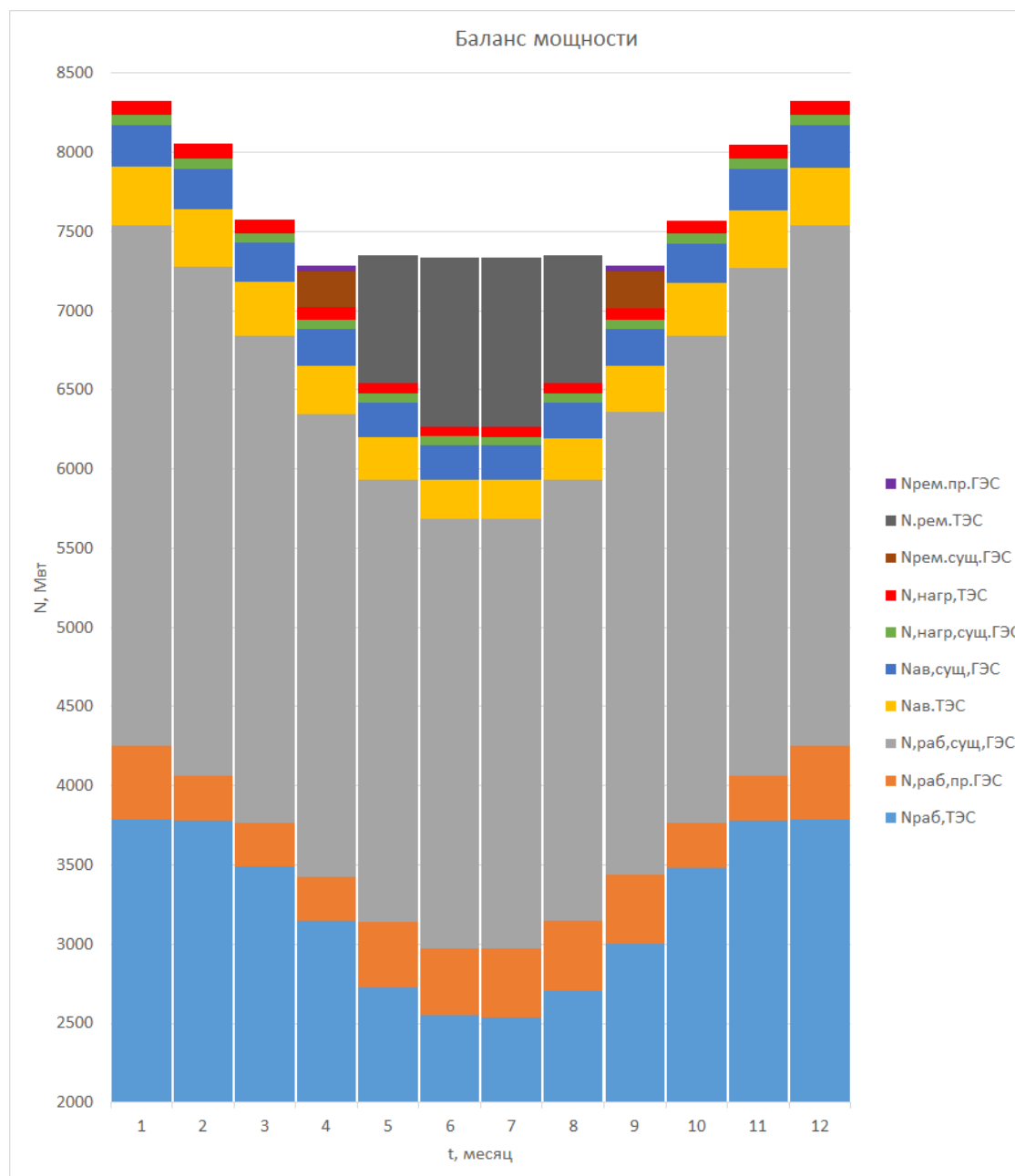


Рисунок Б.5 – Баланс мощности

Окончание приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка водохранилища в средневодном году по отметкам 90% года

t	Q, м <sup>3</sup> /с						V, км <sup>3</sup>		Z, м				H, м	N, МВт		Э, млн. кВт.ч
	Qпол.быт	Qф	Qв-ща	Qгэс	Qвхк	Qнб	Vнач	Vкон	знач	Zкон	Zср	Zнб		Nгэс	Z 90%	
10	262	1	75	337	300	338	8,03	7,84	130,00	129,82	129,91	91,56	39,45	113	130,00	82,50
11	90	1	225	315	300	316	7,84	7,25	129,82	129,27	129,54	90,85	39,09	105	129,82	76,40
12	80	1	615	695	300	696	7,25	5,66	129,27	127,83	128,55	92,05	38,10	225	129,27	164,31
1	85	1	638	723	300	724	5,66	4,00	127,83	126,13	126,98	92,04	36,54	225	127,83	163,91
2	94	1	223	317	300	318	4,00	3,43	126,13	125,17	125,65	91,04	35,21	95	126,13	69,26
3	108	1	242	350	300	351	3,43	2,80	125,17	123,54	124,35	91,03	33,92	101	125,17	73,66
4	325	1	31	356	300	357	2,80	2,72	123,54	123,26	123,40	91,03	32,97	100	123,54	72,82
5	1490	1	-755	735	600	736	2,72	4,68	123,26	126,91	125,09	91,04	34,64	216	123,26	158,00
6	2270	1	-1221	1049	600	1050	4,68	7,84	126,91	129,82	128,37	91,06	37,91	338	126,91	246,75
7	760	1	-31	729	600	730	7,84	7,92	129,82	129,70	129,76	91,06	39,30	244	129,82	177,78
8	680	1	-31	649	600	650	7,92	8,00	129,70	129,78	129,74	91,06	39,28	217	129,70	158,18
9	650	1	-11	639	600	640	8,00	8,03	129,78	130,00	129,89	91,06	39,43	214	129,78	156,35

Таблица Б.5 – Сработка водохранилища в средневодном году по мощностям 90% года

t	Q, м <sup>3</sup> /с						V, км <sup>3</sup>		Z, м				H, м	N, МВт		Э, млн. кВт.ч
	Qпол.быт	Qф	Qв-ща	Qгэс	Qвхк	Qнб	Vнач	Vкон	знач	Zкон	Zср	Zнб		Nгэс	Nгар	
10	262	1	75	337	300	338	8,03	7,84	130,00	129,82	129,91	91,56	39,45	113	вхк	82,50
11	90	1	225	315	300	316	7,84	7,25	129,82	129,27	129,54	90,85	39,09	105	вхк	76,40
12	80	1	583	663	300	664	7,25	5,74	129,27	127,90	128,58	92,05	38,14	215	215	156,89
1	85	1	605	690	300	691	5,74	4,17	127,90	126,35	127,12	92,04	36,68	215	215	157,06
2	94	1	209	303	300	304	4,17	3,63	126,35	125,55	125,95	91,04	35,51	91	вхк	66,77
3	108	1	219	327	300	328	3,63	3,06	125,55	124,32	124,94	91,03	34,50	96	вхк	70,01
4	325	1	133	458	300	459	3,06	2,72	124,32	123,26	123,79	91,03	33,36	130	вхк	94,81
5	1490	1	-801	689	600	690	2,72	4,80	123,26	127,03	125,15	91,04	34,70	203	вхк	148,37
6	2270	1	-1200	1070	600	1071	4,80	7,91	127,03	129,88	128,46	91,06	38,00	346	вхк	252,29
7	760	1	-21	739	600	740	7,91	7,96	129,88	129,74	129,81	91,06	39,35	247	вхк	180,45
8	680	1	-20	660	600	661	7,96	8,01	129,74	129,79	129,76	91,06	39,30	220	вхк	160,96
9	650	1	-7	643	600	644	8,01	8,03	129,79	130,00	129,90	91,06	39,44	216	вхк	157,35

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование

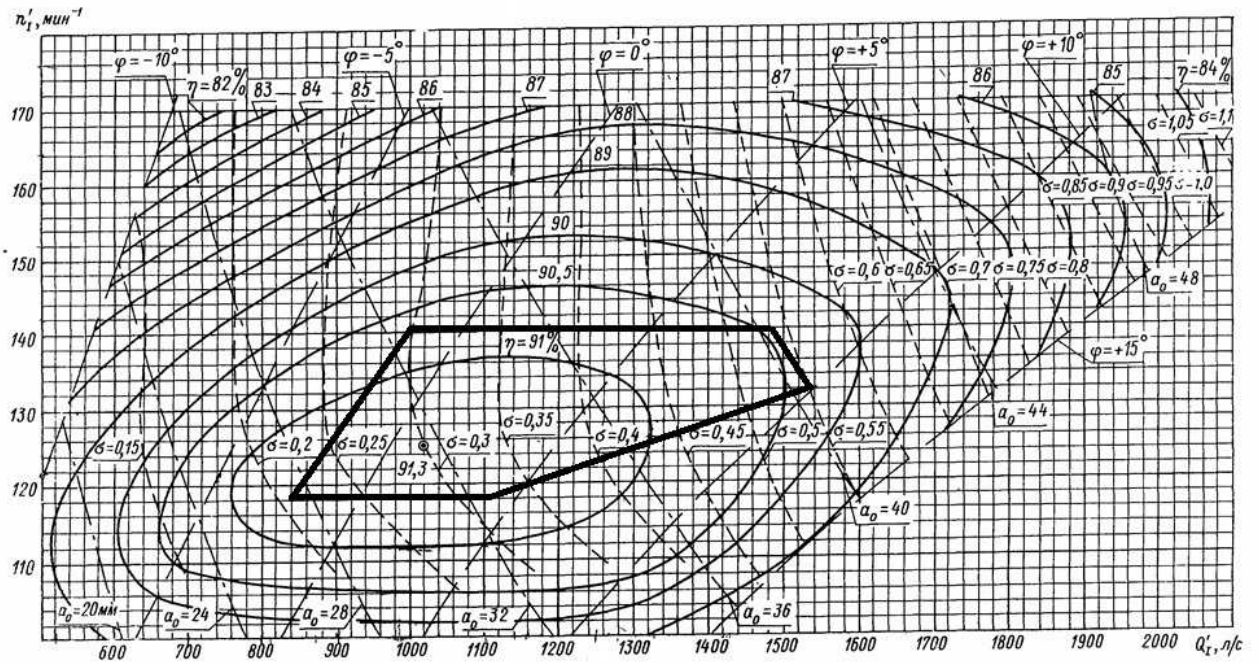


Рисунок В.1 – Зона работы поворотной-лопастной турбины ПЛ40а-В-750 на главной универсальной характеристике

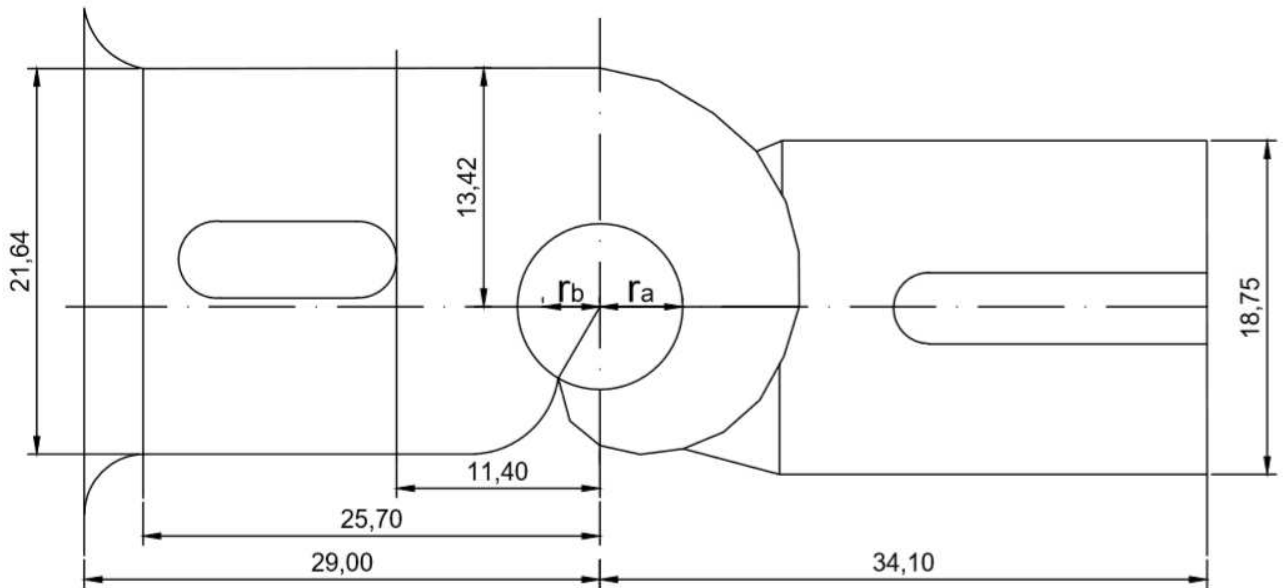


Рисунок В.2 – План спиральной камеры ПЛ40а-В-750

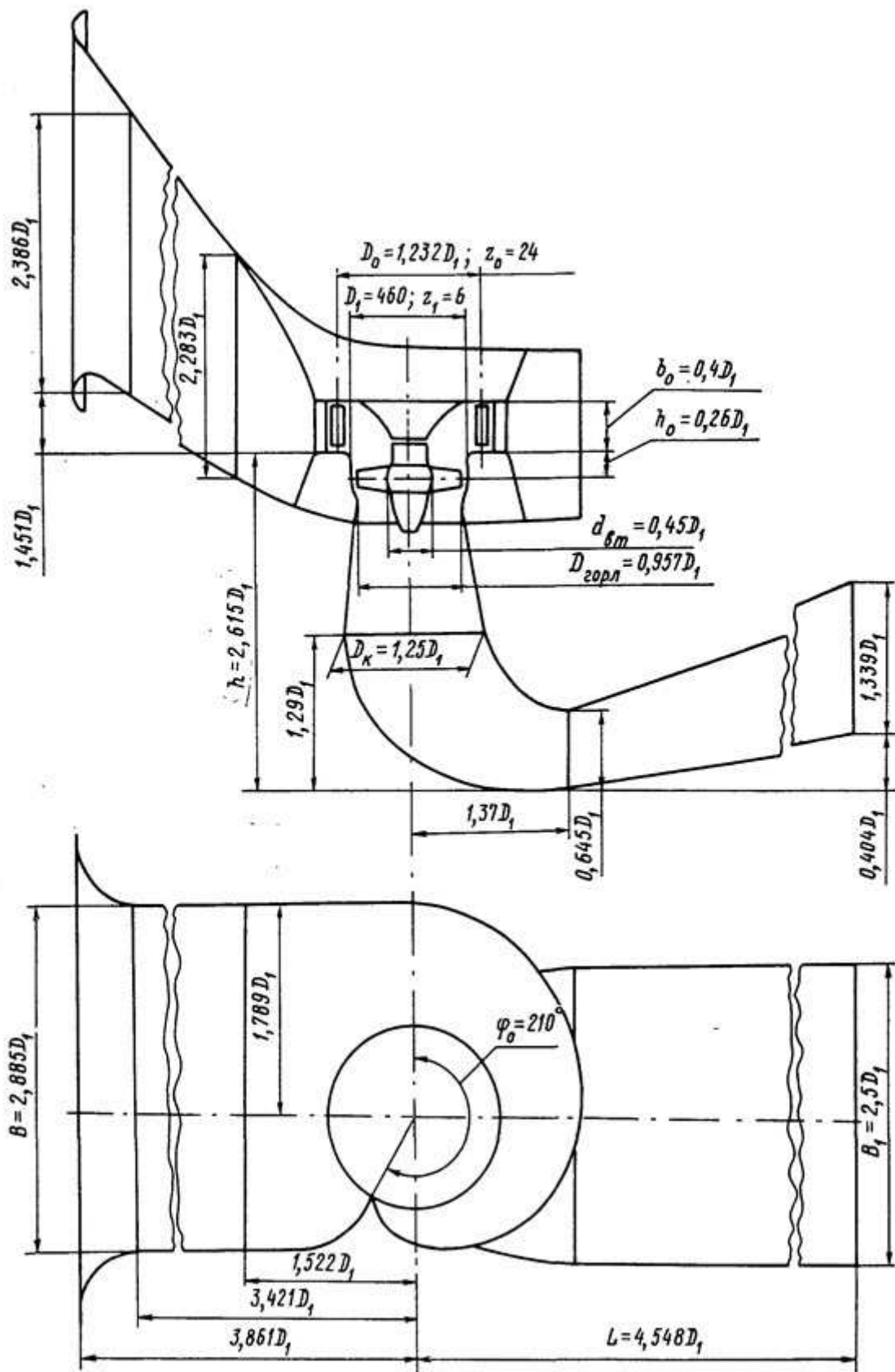


Рисунок В.3 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ40а-В

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Электрическая часть

Таблица Г.1 – Паспортные данные HECS-130XLp

Тип генераторного распределительного устройства	HECS-130XLp	
<b>Общие данные</b>		
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	25,3
Номинальная частота	Гц	50/60
Номинальный длительный ток 50 Гц	А	до 18000
<b>Испытательные напряжения</b>		
Испытательное напряжение промышленной частоты отн. земли и между контактами выключателя	кВ	60(80)
между контактами разъединителя	кВ	70(88)
Испытательное напряжение грозового импульса 1.2/50 мкс отн. земли и между контактами выключателя	кВ	125(150)
между контактами разъединителя	кВ	145(165)
<b>Выключатель</b>		
Ток электродинамической стойкости	кА	360
Ток термической стойкости	кА, 3 с	130
Номинальный ток включения	кА	360
Номинальный ток отключения	кА	130
Номинальный коммутационный цикл		ВО – 30 минут - ВО
Собственное время отключения	мс	34 ± 5
Полное время отключения	мс	68
Механический ресурс	ВО	20000
<b>Разъединитель</b>		
Ток электродинамической стойкости	кА	360
Ток термической стойкости	кА, 3 с	130
Время работы	с	2
<b>Заземлитель</b>		
Ток электродинамической стойкости	кА	360
Ток термической стойкости	кА	130
Время работы	кА, 1 с	2

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

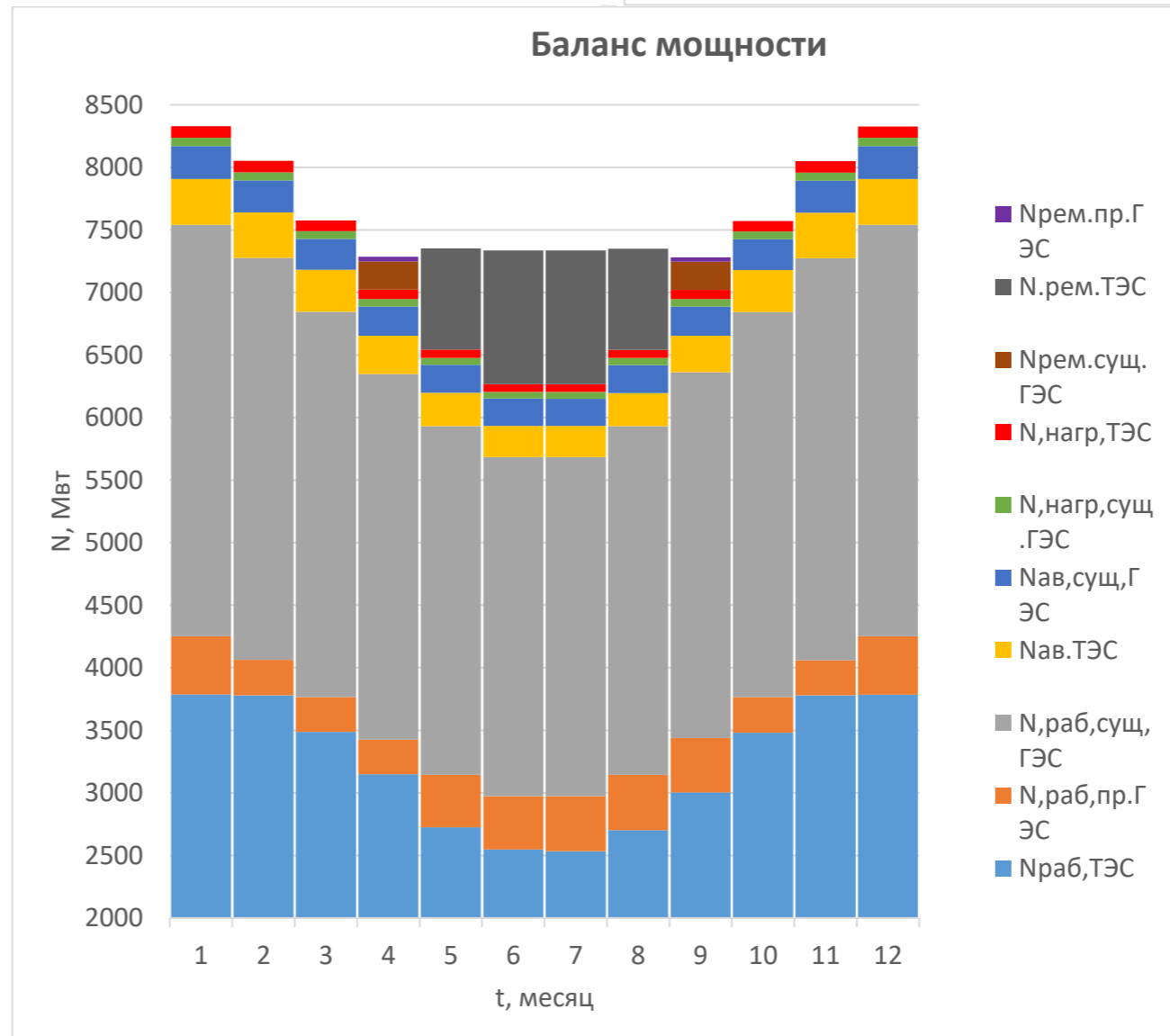
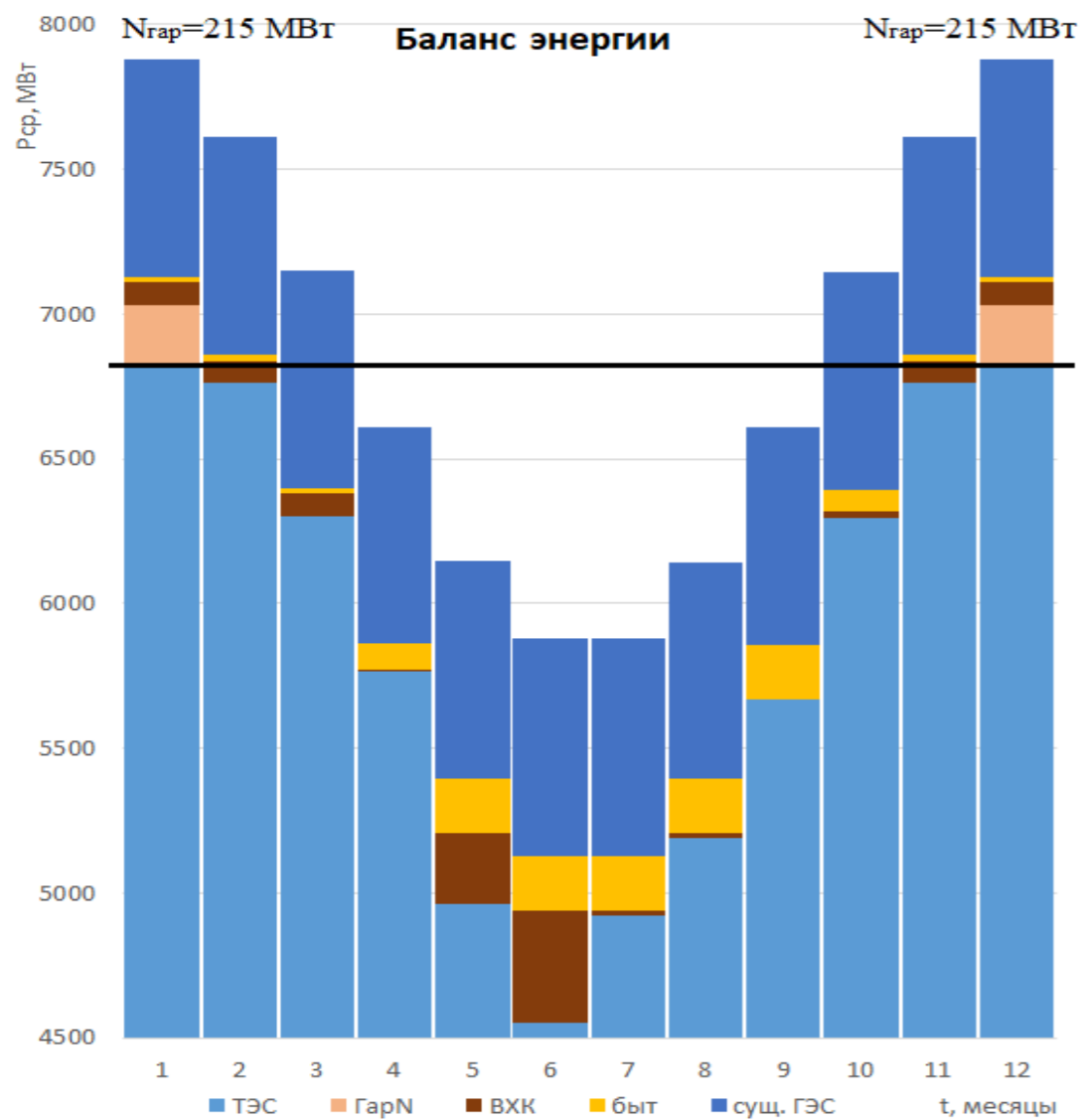
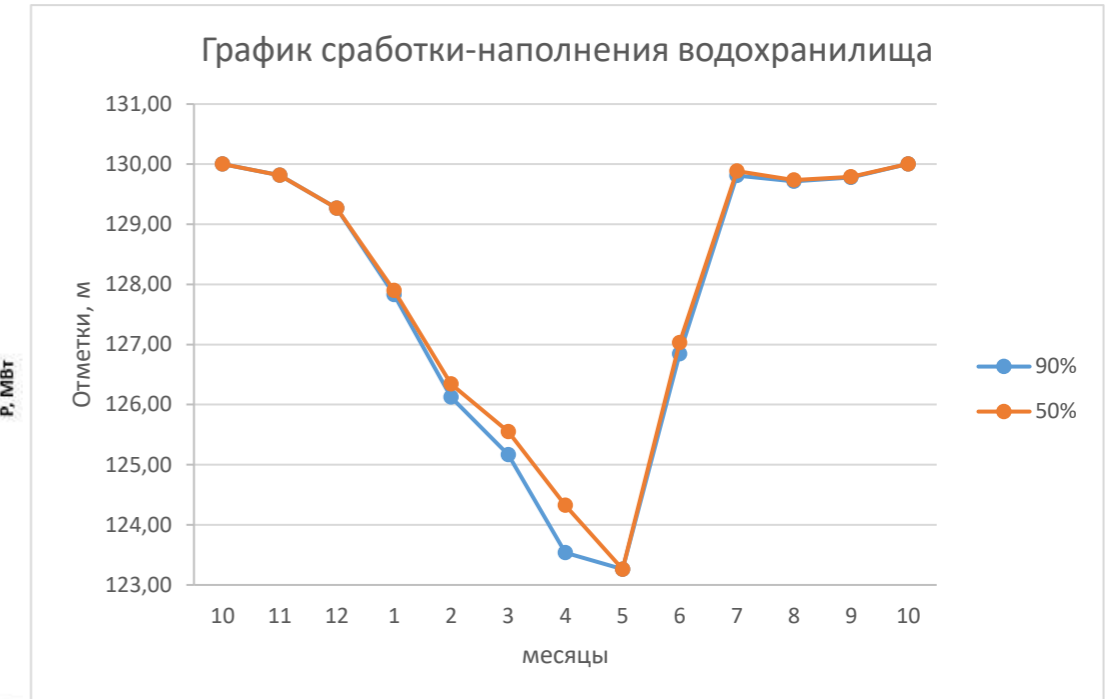
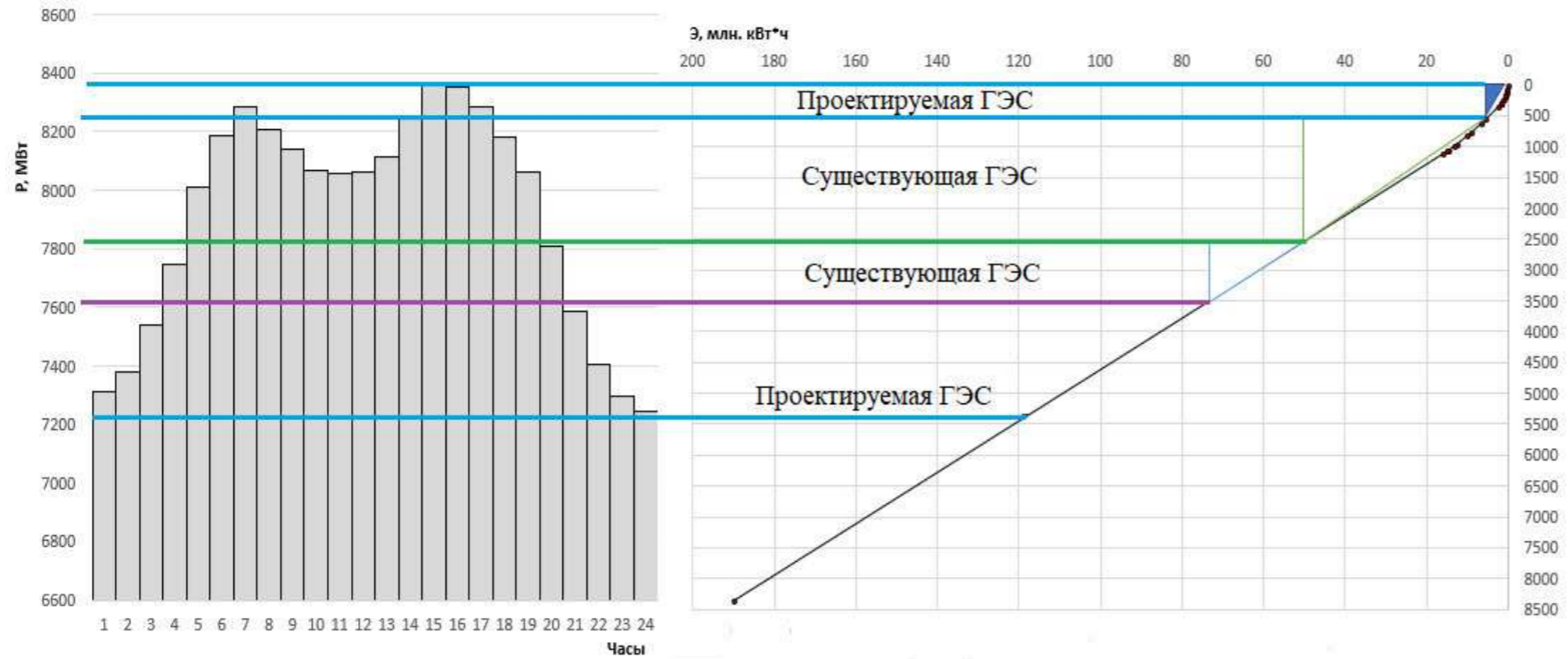
### Релейная защита и автоматика

Таблица Д.1 – Уставки защит

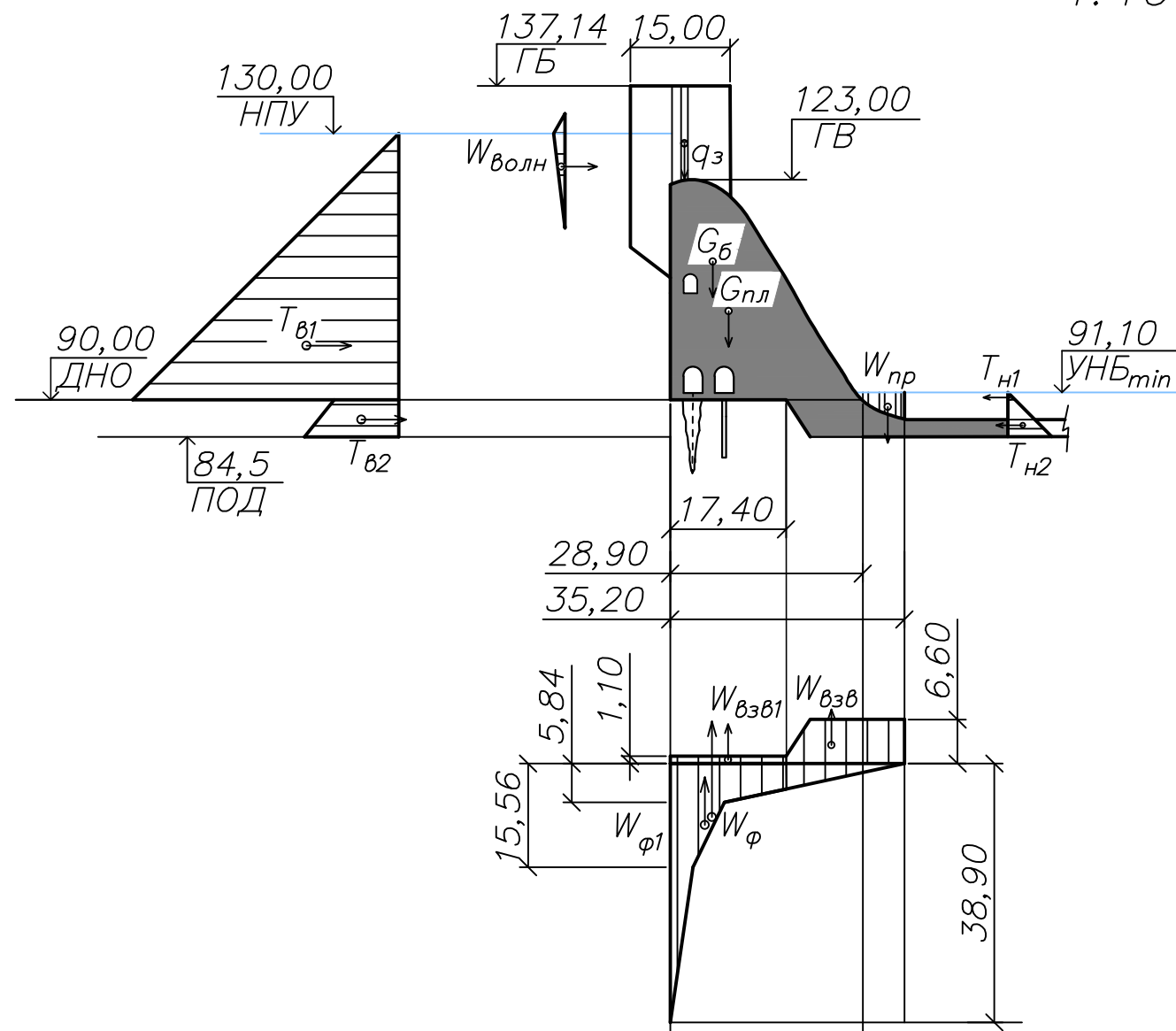
Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP,0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,01 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,02 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, $K_T$	1,5	-	
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	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,112 \cdot I_H$	0,45 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,29 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,41 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	4,91 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,05	0,07 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,35	0,49 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,44 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,22 \cdot I_{НОМ.P}$	5,06 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	9,09 А



Установленная мощность 550 МВт. Среднеголетняя выработка 1,6 млрд. кВт ч. Отметка НПУ 130,00 м. Отметка УМО 123,26 м. Полный объем 8,00 км<sup>3</sup>. Полезный объем 5,31 км<sup>3</sup>.



Нагрузки, действующие на водосливную плотину при  
основном расчетном случае  
1:1000



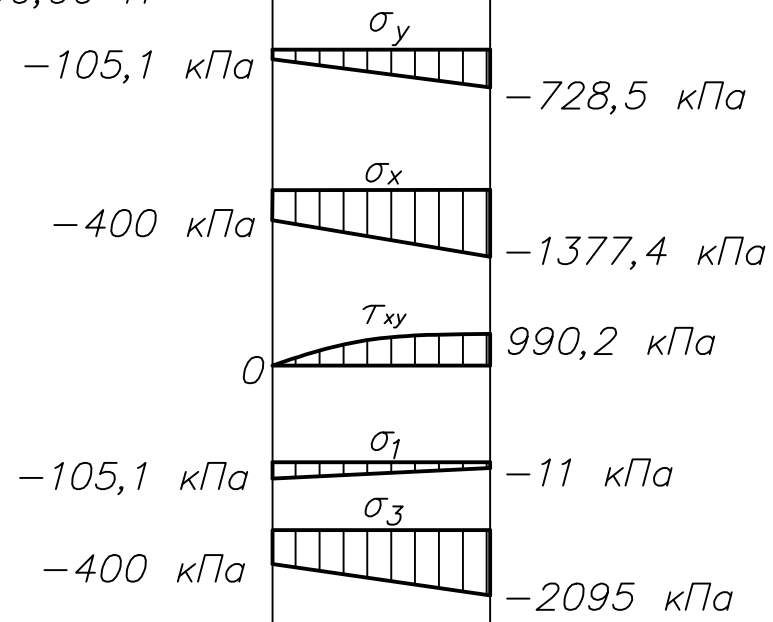
Условные обозначения:

$G_{пл}$  – вес водосливной плотины;  
 $G_б$  – вес бычка;  
 $T_в$  – гидростатическое давление воды со стороны верхнего бьефа;  
 $T_н$  – гидростатическое давление воды со стороны нижнего бьефа;  
 $W_ф$  – фильтрационное давление воды;  
 $W_{взв}$  – взвешивающее давление воды;  
 $q_з$  – вес затворов.

Нагрузки:

$\sigma_y$  – нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;  
 $\sigma_x$  – нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;  
 $T_{xy}$  – касательные напряжения;  
 $\sigma_1, \sigma_3$  – главные напряжения.

Напряжения в сечении на  
отметке 90,00 м

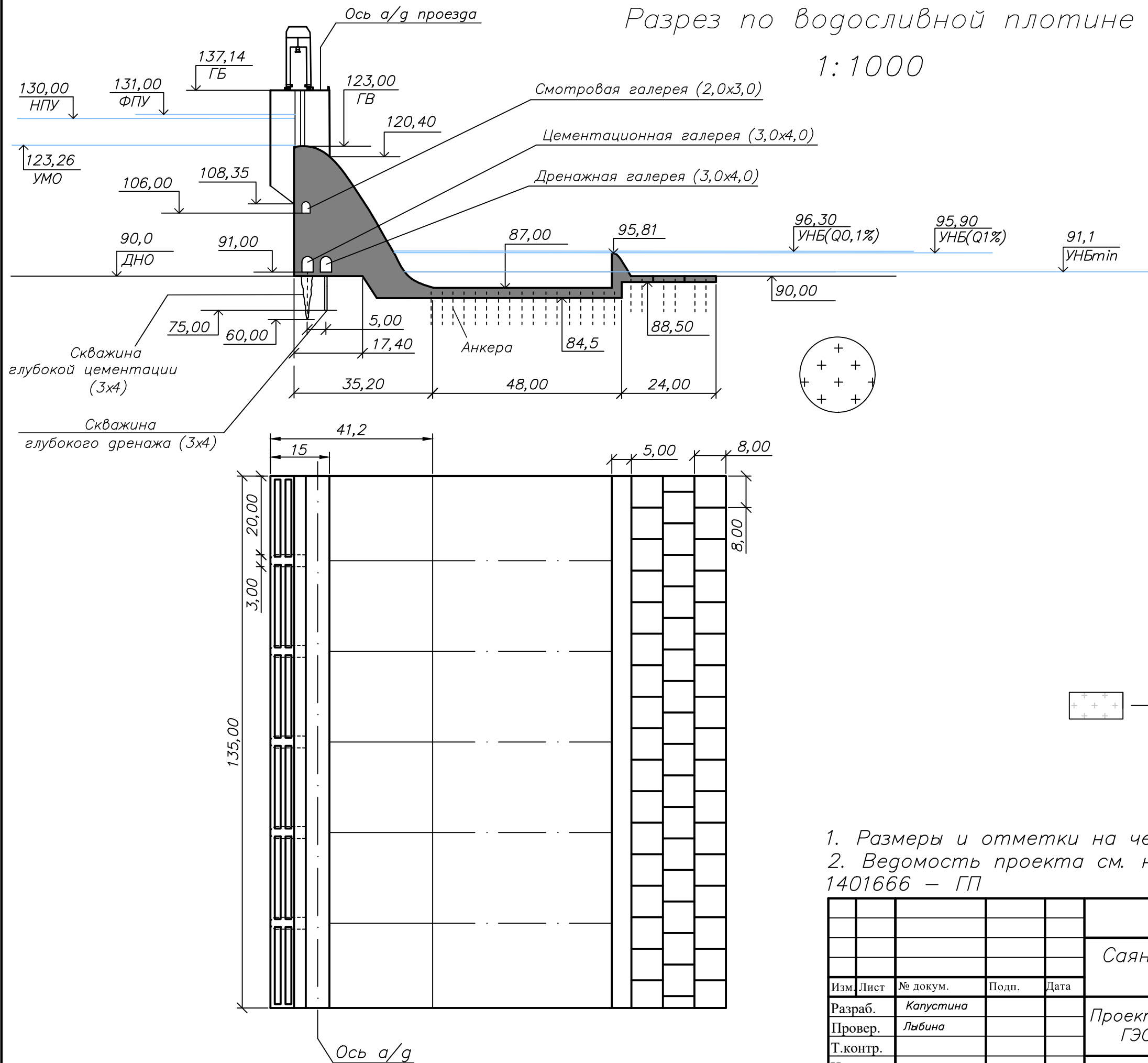


1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР – 13.03.02 – 1401666 – ГП

					ВКР-13.03.02-1401666-PP			
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Нуминская ГЭС на реке Курейка	Масса	Лист	Листов
Разраб.	Капустина						1	
Провер.	Лыбина							
Т.контр.								
Н.контр.					Сбор нагрузок, действующих на водосливную плотину	Кафедра ГГЭС, 2018 г		
УТВ.								

# Разрез по водосливной плотине

1:1000



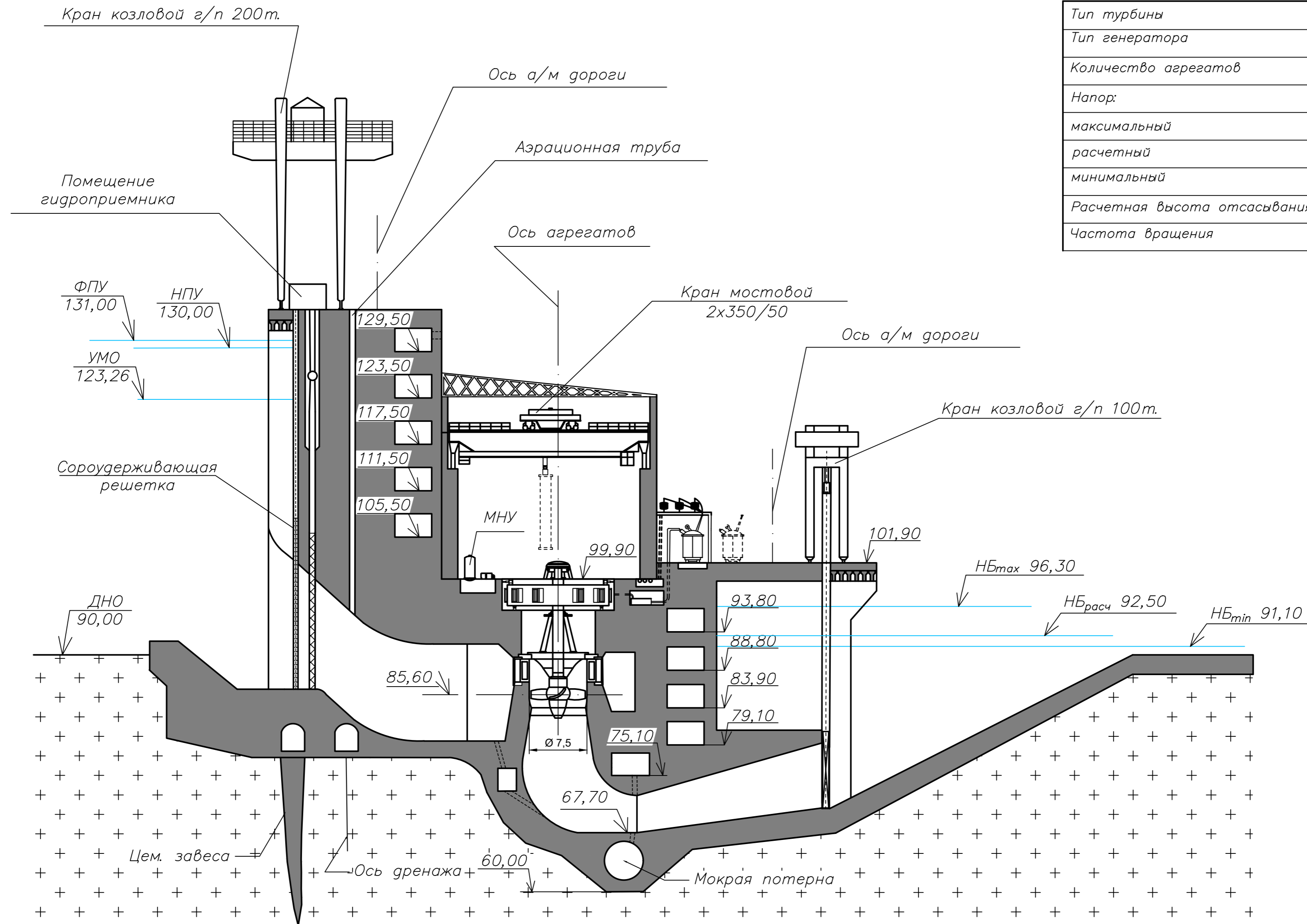
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР – 13.03.02 – 1401666 – ГП

					ВКР-13.03.02-1401666-ГР2			
					Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Нуминская ГЭС на реке Курейка	Масса	Лист	Листов
Разраб.		Капустина					1	1
Провер.		Лыбина						
Т.контр.								
Н.контр.					Поперечный разрез по водосливной плотине	Кафедра ГЭЭС, 2018 г		
Утв.								



# Поперечный разрез здания ГЭС 1:400

## Основные характеристики гидроагрегатов



Тип турбины	ПЛ 40а – В – 750
Тип генератора	ВГС – 1260/200 – 60
Количество агрегатов	4
Напор:	
максимальный	38,00
расчетный	30,40
минимальный	27,00
Расчетная высота отсасывания	–6,9 м
Частота вращения	100 об/мин

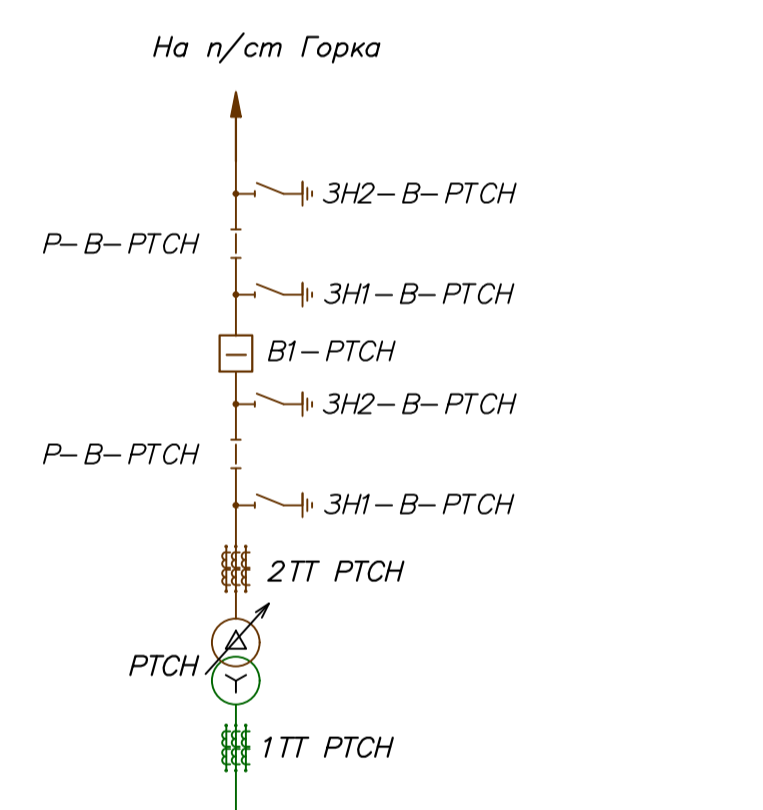
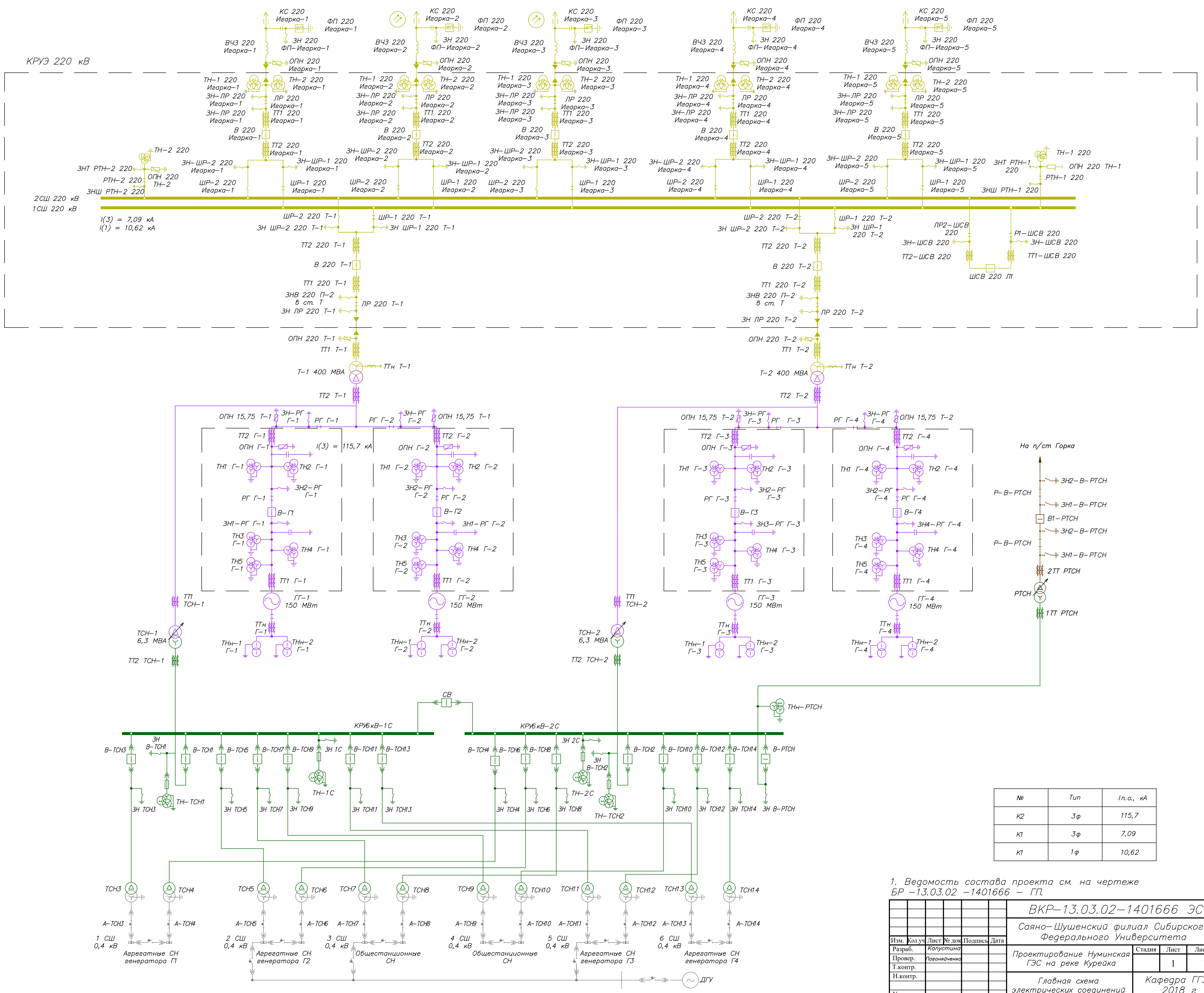
1. Ведомость состава проекта см. на чертеже  
ВКР-13.03.02-1401666-ГП.

ВКР-13.03.02-1401666-ГП1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Капустина			
Провер.		Масленникова			
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Нуминская ГЭС на реке Курейка				Стадия	Лист
					1
Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез Основные характеристики ГА				Кафедра ГГЭЭС, 2018 г	



Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Нуминская ГЭС – Игарка №1	ВЛ 220 кВ Нуминская ГЭС – Игарка №2	ВЛ 220 кВ Нуминская ГЭС – Игарка №3	ВЛ 220 кВ Нуминская ГЭС – Игарка №4	ВЛ 220 кВ Нуминская ГЭС – Игарка №5
Конструкция фазы линии	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32

- Волоконно-оптическая линия связи
- Конденсатор связи 220√3 кВ; 6400 пФ
- Фильтр присоединения ФПМ – Pс 4400
- Разъединитель 220 кВ; 3150 А; 50 кА
- ВЧ заградитель ВЗ-1250-0,5 220 кВ; 2000 А
- ОПН 220 кВ
- Ячейка КРУЭ ЯГГ-220
- Выключатель элегазовый 220 кВ; 3150 А; 50 кА
- Трансформатор тока 220 кВ; 3150 А
- Трансформатор напряжения 220 кВ
- Заземлитель 220 кВ; 3150 А
- Разъединитель 220 кВ; 3150 А
- Сборные шины 4000 А
- Разъединитель 220 кВ; 3150 А; 50 кА
- Заземлитель 220 кВ; 50 А
- Трансформатор тока 220 кВ; 3150 А
- Выключатель элегазовый 220 кВ; 3150 А; 50 кА
- Трансформатор тока 220 кВ; 3150 А
- Разъединитель 220 кВ; 3150 А; 50 кА
- Заземлитель 220 кВ; 50 А
- ОПН 220/1000/154
- Трансформатор трехфазный Т-1, Т-2
- ТДЦ-400000/220
- 400 МВА
- Уном = 242 кВ
- Uк(вн-нн)=11 кВ
- Генераторный комплекс НЕСС-130XLp
- Выключатель элегазовый 220 кВ; 360 кА; 130 кА
- Разъединитель 220 кВ; 360 кА; 130 кА
- Заземлитель 220 кВ; 360 кА; 130 кА
- Трансформатор тока 20 кВ; 130 кА
- Трансформатор напряжения 20 кВ
- Конденсатор 15,75/√3 кВ; 6000 пФ
- ОПН 20 кВ
- Синхронный гидрогенератор ГГ-1, ГГ-2
- ВГС-1260/200-60
- 176,5 МВА
- Уном = 15,75 кВ
- Трансформатор собственных нужд ТСН-1, ТСН-2
- ТСЗ 6300/15,75 У1
- 6,3 МВА
- Uвн = 15,75 кВ
- Uнн = 6 кВ
- Резервный трансформатор собственных нужд РТСН
- ТСЗ 4000/35/6
- Сборные шины
- Трансформатор собственных нужд ТСН-3-ТСН-14
- ТСЗ 630/10
- 0,63 МВА
- Uвн = 6 кВ
- Uнн = 0,4 кВ
- Дизель-генератор 4000 кВт; 0,4 кВ



№	Tun	In.а., кА
к2	3ф	115,7
к1	3ф	7,09
к1	1ф	10,62

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР-13.03.02-1401666 - ГП.


ВКР-13.03.02-1401666 ЭС1				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского Федерального Университета				
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись
Разраб.	Капустина			
Провер.	Лавоначкина			
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				
Проектирование Нуминская ГЭС на реке Курейка			Стадия	Лист
Главная схема электрических соединений			1	1
			Кафедра ГГЭС, 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

«31» мая 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НУМИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КУРЕЙКА.  
СХЕМЫ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ГЭС, КРИТЕРИИ ВЫБОРА,  
МЕТОДЫ РАСЧЕТОВ, КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ РУ,  
СПОСОБЫ ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ**

Руководитель	 подпись	31.05.18 дата	Начальник Оперативной службы «Саяно-Шушенской ГЭС имени П.С. Непорожного» должность	<u>И.Ю. Погоняйченко</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись	31.05.18 дата		<u>В.А. Капустина</u> инициалы, фамилия