

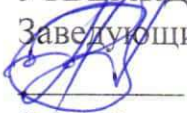
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Саяно-Шушенский филиал

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 В.И. Татарников

« 31 » марта 2017 г.

**ЗАДАНИЕ  
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИЦИОННУЮ РАБОТУ  
в форме бакалаврской работы**

Студентке Соколовой Кристине Сергеевне.

Группа ГЭ 13-02Б Направление (специальность) 13.02.03

Гидроэлектростанции.

Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.

Утверждена приказом по университету №47 от 31 марта 2017 года.

Руководитель ВКР А. Н. Сивцов, заместитель начальника службы технологических систем управления филиала ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»

Исходные данные к ВКР: энергосистема «РДУ Якутии»; среднемесячные расходы реки Тимптон; годовой максимум нагрузки 1500 МВт; коэффициент мощности  $k_N = 8,6$ ; потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 1,0$  м; отметка НПУ 445,00 м; требования участников водохозяйственного комплекса и потери воды; число часов использования установленной мощности  $t=4200$  ч.

Перечень разделов ВКР:

1. Общая часть;
2. Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности;
3. Основное и вспомогательное оборудование;
4. Электрическая часть;
5. Релейная защита и автоматика;
6. Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений;
7. Техничко-экономические показатели;
8. Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тимптонского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность;
9. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.

Перечень графического материала:

1. Генеральный план Тимптонской ГЭС;
2. Главная электрическая схема Тимптонской ГЭС;
3. Поперечный разрез по водосливной плотине Тимптонской ГЭС;
4. Поперечный разрез по станционной части и зданию Тимптонской ГЭС;
5. Поперечный разрез по зданию Тимптонской ГЭС;
6. Выбор установленной мощности Тимптонской ГЭС.

Руководитель ВКР

Задание принял к исполнению

А.Н. Сивцов

(подпись, инициалы и фамилия руководителя)

К.С. Соколова

(подпись, инициалы и фамилия студента)

«31» 03 2017 г.

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал

**ОТЗЫВ**

руководителя Сивцова Александра Николаевича, зам. начальника СТСУ филиала  
ПАО «РусГидро» - «Саяно-Шушенская ГЭС имени П. С. Непорожного»

(Ф.И.О., уч. степень, должность, место работы)

На бакалаврскую работу «Проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон.  
Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в  
энергосистеме».

о дипломном проекте студента

Соколовой Кристины Сергеевны

(Ф.И.О.)

Бакалаврская работа, разработанная Соколовой К.С., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 138 листах пояснительной записки и 5 листах чертежей.

В бакалаврской работе подробно разработаны все части проекта. Рассчитаны и выбраны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

Следует отметить инженерный подход дипломника к выбору технических решений в проектных разработках. Все принятые решения соответствуют техническим требованиям, действующим в настоящее время. В объеме индивидуального задания рассмотрены виды регулирования и участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.

К основным замечаниям дипломного проекта можно отнести следующее. Недостаточно обоснован выбор главной электрической схемы распределительного устройства 220 кВ. Не рассмотрены другие варианты компоновки распределительного устройства и, как следствие, нет сравнительного анализа.

Следует отметить аккуратность данной работы, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части. В процессе работы Соколова К.С. показала хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению работы, самостоятельность в выборе технических решений.


Бакалаврская работа «Проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.» заслуживает отличной оценки, а его разработчик Соколова К.С. присвоения квалификации «инженер-гидроэнергетик».

Дата 16.06.17

  
(подпись)

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


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


УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
  
В.И. Татарников  
подпись инициалы, фамилия  
« 19 » 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТИМПТОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТИМПТОН.  
ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ  
ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ.**

Руководитель  15.06.17 Зам. начальника СТСУ А.Н.Сивцов  
подпись, дата Филиала ПАО «РусГидро»- инициалы, фамилия  
«Саяно-Шушенская ГЭС имени  
П.С. Непорожного»  
должность

Выпускник  15.06.17 К.С.Соколова  
подпись, дата инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зайн 8.06.17</u> подпись, дата	<u>В.Ю. Зайн</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Александр 14.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В. Масленников</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Севцов 13.06.17</u> подпись, дата	<u>А.Н. Севцов</u> инициалы, фамилия
Устройства РЗА	<u>Караб 10.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В. Карабцова</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Андреев 08.06.17</u> подпись, дата	<u>А.А. Андреев</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>А.И. Иванов</u> подпись, дата	<u>В.И. Татарников</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Крылов 09.06.17</u> подпись, дата	<u>В.В. Крылова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>И.И. Иванов 19.06.17</u> подпись, дата	<u>А.А. Иванов</u> инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Тимптонской ГЭС.....	7
Введение.....	9
1 Общая часть.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	10
1.1.2 Гидрологические данные.....	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия .....	10
1.1.4 Флора и фауна .....	10
2 Водно-энергетические расчеты и выбор установленной мощности .....	12
2.1 Исходные данные .....	12
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года .....	13
2.3 Подбор формул аппроксимации по ВБ и НБ .....	15
2.3.1 Построение кривых связи в ВБ.....	15
2.3.2 Построение кривых связи в НБ .....	17
2.4 Построение суточных графиков и ИКН .....	18
2.5 Водно-энергетические расчёты .....	21
2.5.1 Расчёт режимов работы в маловодном году .....	21
2.5.2 Построение годовых графиков нагрузки .....	22
2.5.3 Построение баланса энергии.....	23
2.5.4 Водно-энергетический расчёт в табличном виде для маловодного года.....	24
2.6 Расчёт установленной мощности .....	27
2.7 Расчёт среднемноголетней выработки.....	28
2.8 Построение режимного поля проектируемой ГЭС .....	31
2.9 Построение баланса мощности.....	32
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	34
3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	34
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы.....	37
3.3 Расчёт мателлической спиральной камеры .....	39
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	44
3.5 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора.....	44
3.5.1 Выбор маслonaпорной установки.....	44
3.5.2 Выбор электрогидравлического регулятора.....	44
4 Электрическая часть .....	46
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	46
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	46
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов.....	46
4.2.1.1 Схема с простыми блоками.....	46
4.2.1.2 Схема с объединёнными блоками с трансформатором на два генератора.....	48
4.3 Выбор трансформаторов СН.....	49
4.4 Выбор синхронных генераторов.....	49

4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	50
4.6	Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов.....	51
4.7	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения.....	52
4.7.1	Выбор схемы РУ-220 кВ.....	52
4.8	Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания у распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrWin.....	53
4.8.1	Расчёт исходных данных.....	53
4.8.2	Расчёт токов трёхфазного короткого замыкания на генераторном напряжении с применением программного комплекса RastrWin3.....	55
4.9	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения.....	56
4.9.1	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов.....	56
4.9.2	Выбор выключателей и разъединителей.....	57
4.9.3	Выбор трансформаторов напряжения.....	59
4.9.4	Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН).....	59
4.10	Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения.....	59
4.10.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	59
4.10.2	Выбор трансформаторов напряжения.....	60
4.10.3	Выбор трансформаторов тока.....	61
4.10.4	Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН).....	61
4.11	Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора.....	61
5	Релейная защита и автоматика.....	63
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	63
5.2	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	64
5.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (U0)).....	66
5.4	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>).....	69
5.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	69
5.6	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	72
5.7	Дистанционная защита генератора (Z1 <), (Z2 <).....	74
5.8	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	77
5.9	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	78
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений.....	79
6.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины.....	79
6.2	Гидравлический расчет водосливной плотины.....	81
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	81
6.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	82
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода.....	84
6.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	85

6.2.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	87
6.2.6	Расчёт носка-трамплина и отлёта дальности струи.....	88
6.3	Конструирование основных элементов плотины.....	90
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	90
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами.....	92
6.3.3	Быки.....	92
6.3.4	Устои.....	92
6.3.5	Элементы подземного контура плотины.....	92
6.3.6	Дренажные устройства в основании.....	94
6.3.7	Дренаж тела бетонной плотины.....	94
6.3.8	Галереи в теле плотины .....	94
6.4	Определение основных нагрузок на плотину.....	95
6.4.1	Вес сооружения.....	95
6.4.2	Сила гидростатического давления воды.....	96
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	96
6.4.4	Сила фильтрационного давления.....	96
6.4.5	Давление грунта.....	97
6.4.6	Волновое давление.....	98
6.5	Расчёт прочности плотины.....	99
6.5.1	Определение напряжений.....	99
6.5.2	Критерии прочности плотины.....	101
6.6	Расчёт устойчивости плотины.....	102
7	Технико-экономические показатели.....	103
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	103
7.2	Текущие расходы на производство электроэнергии.....	103
7.3	Налоговые расходы.....	105
7.4	Оценка суммы прибыли.....	106
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	107
7.6	Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта.....	107
7.7	Показатели коммерческой эффективности проекта.....	108
7.8	Бюджетная эффективность.....	108
7.9	Анализ рисков инвестиционных проектов.....	109
8	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тимптонского ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность.....	112
8.1	Требования по охране труда и техники безопасности.....	112
8.2	Пожарная безопасность .....	114
8.3	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тимптонского ГУ .....	116
8.3.1	Воздействия на природную среду в строительный период.....	116
8.3.2	Отходы, образующиеся при строительстве.....	117
8.3.3	Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	118
8.3.4	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состав водных ресурсов.....	119
8.3.5	Водоохранная зона.....	119
8.3.6	Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции.....	120



9 Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.....	122
9.1 Виды регулирования.....	122
9.1.1 Общие сведения.....	122
9.1.2 Требования к качеству регулирования.....	123
9.2 Первичное регулирование частоты.....	124
9.2.1 Требования к общему первичному регулированию.....	125
9.2.2 Требования к нормированному первичному регулированию частоты.....	125
9.3 Вторичное регулирование.....	126
9.3.1 Общие требования к вторичному регулированию.....	126
9.3.2 Требования к резервам и электростанциям вторичного регулирования.....	127
9.4 Третичное регулирование.....	128
9.5 Участие проектируемой ГЭС в первичном, вторичном и третичном регулированиях.....	129
9.6 Выбор группового регулятора активной мощности (ГРАМ).....	130
9.6.1 Назначение.....	130
9.6.2 Устройство системы ГРАМ.....	131
9.6.3 Требования к системе ГРАМ.....	132
Заключение.....	134
Список использованных источников.....	136
Приложение А Сбор нагрузок, воздействующих на водосливную плотину.....	137

## СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ ТИМПТОНСКОЙ ГЭС

Наименование ГЭС	Тимптонская ГЭС на реке Тимптон,
Местонахождение ГЭС	Республика Саха (Якутия),
Тип проектируемой установки	ГЭС.

### Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний	541 м <sup>3</sup> /с,
б) всех турбин	888 м <sup>3</sup> /с,
в) максимальный	
обеспеченностью 0,01 %	3051 м <sup>3</sup> /с,
г) минимальный	132 м <sup>3</sup> /с.

### Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока	годовой,
б) отметки:	НПУ 445 м УМО 428,34 м,
в) объемы водохранилища:	полн. 19,01 км <sup>3</sup> полезн. 3,96 км <sup>3</sup> .

### Напоры ГЭС:

а) максимальный	103,35 м,
б) расчетный	91,96 м,
в) минимальный	81,96 м.

### Энергетические характеристики:

а) мощность установленная	720 МВт,
б) среднемноголетняя выработка	3,87 млрд. кВт·ч.

### Плотины:

а) правобережная каменно-набросная грунтовая плотина,	
б) левобережная глухая бетонная,	
в) общая длина	730,0 м,
д) максимальная высота	118,0 м.

### Водосбросные сооружения

а) тип	отлёт струи,
б) число и размер пролетов	2 пролёта шириной 16 м.,
в) общая длина	32 м,
г) отметка гребня водослива	433,00 м,

Здание ГЭС:

- |                           |                |
|---------------------------|----------------|
| а) тип здания             | приплотинное,  |
| б) число агрегатов        | 4,             |
| в) тип спиральной камеры  | металлическая, |
| г) тип отсасывающей трубы | изогнутая,     |
| д) общая длина            | 100 м          |
| е) ширина                 | 56 м.          |

Основное оборудование:

- |                          |                      |
|--------------------------|----------------------|
| а) тип турбины           | РО 115-В-500         |
| б) тип генератора        | СВ-1000/260-40 УХЛ4, |
| в) мощность генератора   | 200 МВт,             |
| в) частота вращения      | 150 об/мин,          |
| г) тип трансформаторов   | ТДЦ-250000/220       |
| е) число трансформаторов | 4.                   |

Технико-экономические показатели:

- |                          |                  |
|--------------------------|------------------|
| а) сметная стоимость ГЭС | 151 млн.руб/МВт, |
| б) срок строительства    | 6 лет 8 месяцев; |
| в) себестоимость энергии | 0,21 руб/кВт·ч,  |
| г) срок окупаемости      | 6 лет 8 месяцев. |

## ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. В настоящее, в связи с развитием технологий, стремительно растет число потребителей электрической энергии, следовательно, необходимо увеличивать генерирующие мощности. Растущая потребность в энергии призывает к реализации немалых мероприятий по увеличению эффективности работы энергетических установок.

Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях, различного типа. Гидравлические станции обладают несколькими неоспоримыми преимуществами перед другими. Во-первых, работа ГЭС не сопровождается выделением угарного газа и углекислоты, пылевых загрязнителей и других вредных отходов, не загрязняет почву. Некоторое количество тепла, образующегося из-за трения движущихся частей турбины, передается протекающей воде, но это количество редко бывает большим. К тому же, вода является возобновляемым источником энергии и производительность ГЭС легко контролировать, изменяя скорость водяного потока.

Одним из основных сооружений ГЭС является плотина, которая служит для подпора воды, с последующим преобразованием энергии воды в электрическую. В результате разрушения плотины, появляется угроза затопления больших территорий. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов, что регламентируется в СНиПах и нормативных документах.

Завершающей работой в специальности «Гидроэлектростанции» в данном случае является проектирование Тимптонской ГЭС на реке Тимптон. В проект входит определение ее установленной мощности, выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования, расчет гидротехнических сооружений, а также экономическое обоснование строительства данного энергообъекта.

## **1 Общая часть**

Тимптон- река в Якутии, правый приток Алдана. Название переводится с якутского как «мёрзлая котловина»: «тымп»— котловина опускания грунта в тайге на месте оттаивания вечномёрзлых горных пород (часто занята озером или болотом); «тонг»— мёрзлый, мороженный.

### **1.1 Природные условия**

#### **1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла**

Климат южной части Якутии, где расположен проектируемый гидроузел, характеризуется как умеренно континентальный. Средняя годовая температура воздуха колеблется от  $-6,0^{\circ}\text{C}$  до  $-8,3^{\circ}\text{C}$ . Самый холодный месяц- январь, со средней месячной температурой  $-27,1^{\circ}\text{C}$  и  $32,2^{\circ}\text{C}$ . Самый тёплый месяц-июль, со средней месячной температурой  $+16,6^{\circ}\text{C}$  и  $+17,1^{\circ}\text{C}$ . Среднее количество осадков по району составляет 644 мм в год по данным метеостанции г. Алдан.

Зима умеренно холодная с небольшими колебаниями температуры от месяца к месяцу. С декабря по февраль оттепели исключены. Снеговой покров появляется во второй декаде сентября. Продолжительность существования устойчивого снегового покрова составляет в среднем 229 дней.

#### **1.1.2 Гидрологические данные**

Длина реки Тимптон составляет 644 км, площадь бассейна 44400 км<sup>2</sup>. Берёт начало с северного Станового хребта, где наивысшие вершины достигают высоты 1599 и 1512 м над уровнем моря. Протекает по Алданскому нагорью. Среднегодовой расход воды - 561 м<sup>3</sup>/с.

Река относится большей частью к рекам лесной зоны с весенне-летним половодьем и паводками в теплое время года. Начало весеннего половодья в зависимости от сроков наступления весенних процессов колеблется в довольно широком диапазоне. После прохождения весеннего половодья наступает летне-осенняя межень, которая прерывается дождевыми паводками. Наиболее часто дождевые паводки наблюдаются в июне и в августе.

Среди притоков Тимптона много горных речек, питание река имеет смешанное, преимущественно снегового происхождения.

#### **1.1.3 Инженерно-геологические условия**

Грунтами оснований служат коренные породы- известняки, доломиты.

#### 1.1.4 Флора и фауна

В районе площадки строительства Тимптонского ГУ обитает 72 вида охотничьих ресурсов. Из них 33 вида млекопитающих, 39 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные - лось, олень благородный, олень пятнистый, косуля, кабан, лань;
- пушные - заяц-русак, сурок-байбак, барсук, лисица, енотовидная собака, волк, шакал, ондатра;
- птицы – перепел, серая куропатка, фазан, горлица, вяхирь, гуси (серый и белолобый), утки (кряква, нырок красноголовый, чирок-трескунок).

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: рысь, медведь, шакал, тарпан, сайгак, косуля, орел, коршун и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Тимптонского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

В реке много рыбы, есть и ценные виды: сибирский осетр (хатыс), сибирская минога, нельма, стерлядь, таймень, восточносибирский хариус, налим. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Тимптон на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Тимптон необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

## 2 Водно-энергетические расчёты

### 2.1 Исходные данные

1. РДУ Якутии в составе ОЭС Востока.
  2. Тимптонская ГЭС на реке Тимптон.
  3. Годовой максимум нагрузки:
  4. Число часов использования установленной мощности:
  5. Установленная мощность существующих ГЭС: 957,5 МВт
  6. Гарантированная мощность существующих:
    - по зиме: 490,98 МВт;
    - по лету: 401,71 МВт.
  7. Резервы:
    - нагрузочный резерв системы
    - аварийный резерв системы
  8. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе:  
0,9
  9. Коэффициент мощности: 8,6.
  10. Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 1,00$ .
- Гидрологические данные по реке Тимптон представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 –Среднемесячные расходы

Метры кубические на секунду

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср.год
1933	158	148	139	699	1012	716	577	569	494	350	154	162	431
1934	155	142	141	302	1252	1162	684	634	519	494	226	177	490
1935	167	154	150	401	1829	1076	608	537	365	308	184	173	496
1936	148	140	132	354	1365	1599	1330	687	568	399	265	202	599
1937	193	168	159	359	2259	1538	967	665	453	451	320	201	644
1938	177	167	155	997	1427	1462	1185	904	653	562	381	206	690
1939	212	189	172	838	1579	1032	890	605	380	339	184	173	549
1940	167	136	149	783	1146	1018	691	535	468	375	204	215	490
1941	186	174	166	549	2172	1589	946	668	513	470	255	197	657
1942	197	174	165	544	1554	1149	990	776	443	513	284	232	585
1943	176	165	152	756	1201	1167	717	487	365	297	159	147	482
1944	142	131	148	723	982	1055	823	641	451	387	177	150	484
1945	147	141	122	663	1166	715	466	492	318	274	176	163	404
1947	231	204	191	1406	2325	1919	1105	886	648	421	202	212	812
1948	191	176	199	1384	2285	1855	1152	876	640	616	352	228	830
1949	191	177	156	810	1528	1164	869	557	443	384	182	185	554
1950	170	158	160	389	1891	1644	715	570	472	365	172	174	572
1951	150	146	134	735	1171	816	554	449	319	296	177	167	426
1952	148	144	138	460	1553	1343	975	715	448	365	184	176	554
1953	167	149	163	843	1146	1022	547	473	336	301	176	154	456
1954	153	148	138	302	1572	1444	1340	662	562	387	295	202	600

Окончание таблицы 2.1

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Ср.год
1955	163	148	146	736	1418	926	503	437	384	404	215	177	472
1956	140	133	133	791	1005	1128	956	597	616	433	320	178	536
1957	166	146	145	899	1233	1676	979	752	570	489	430	229	642
1958	177	167	167	1046	1619	1845	1675	995	604	506	334	206	778
1959	161	159	159	943	1452	1394	951	608	455	333	202	174	582
1960	156	154	152	501	1559	1463	1219	816	660	438	296	227	637
1961	194	183	182	1370	1182	1482	999	847	668	509	270	236	677
1962	197	186	186	1110	1206	1109	559	474	343	318	176	168	503
1963	156	154	216	507	1051	1228	673	508	404	358	391	215	488
1964	184	144	142	398	1455	1072	785	559	377	302	194	167	481
1965	161	152	154	753	1562	924	578	403	501	433	244	205	506
1966	174	174	159	731	2088	1769	1146	642	404	311	193	169	663
1967	150	141	146	605	953	844	703	959	592	418	220	169	492
1968	146	134	249	948	1227	922	525	448	347	306	178	167	467
1969	141	128	133	733	2410	2051	1132	689	616	629	326	210	767
1970	178	163	172	1112	1224	1618	927	713	558	528	263	205	638
1971	165	156	159	1054	1455	1264	998	567	399	313	188	151	573
1972	146	137	137	962	1300	1084	858	600	451	394	281	202	546
1973	172	156	155	1127	1455	1453	1196	698	455	365	229	176	637
1974	150	137	145	960	1001	872	497	391	350	280	201	157	445
1975	145	137	137	790	1098	1613	916	522	360	389	222	148	540
1976	150	128	135	648	1292	1031	710	760	445	517	231	172	518
1977	158	146	149	1192	1439	1215	697	641	506	465	315	170	591
1978	160	156	166	1154	1103	940	649	627	416	355	243	166	511
1979	170	156	161	523	1560	1353	752	522	519	414	366	229	560
1980	176	155	160	652	1038	1098	750	563	433	343	242	199	484
1981	156	148	144	771	1017	851	674	462	399	358	205	166	446
1982	147	148	144	843	943	948	513	523	341	360	282	152	445

Вынужденные расходы воды представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Требования участников ВХК и потери воды из водохранилища  
Метры кубические на секунду

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	147	148	144	843	943	948	513	523	341	360	282	152
Потребление из водохранилища	190	190	190	380	380	380	380	380	380	380	190	190
Фильтрация	0	0	0	1	1	2	2	1	1	1	0	0
Испарение	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Льдообразование	1	1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	1	1

## 2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года

Из исходного гидрологического ряда реки Тимптон находим



среднегодовые, средние половодные и средние меженные расходы. Ранжируем их в убывающем порядке.

Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому. Тогда остальные месяцы составляют маловодный период.

По полученным данным составим таблицу 2.3.

Таблица 2.3 - Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		годы	расход, м <sup>3</sup> /с	годы	расход, м <sup>3</sup> /с	годы	расход, м <sup>3</sup> /с
1	1,96	1948	829	1969	1864	1969	401
2	3,92	1947	813	1947	1528	1948	343
3	5,88	1958	779	1948	1510	1938	329
4	7,84	1969	767	1958	1436	1961	320
5	9,80	1938	690	1966	1433	1942	319
6	11,76	1961	677	1950	1417	1979	317
7	13,73	1966	663	1937	1357	1941	314
8	15,69	1941	657	1941	1344	1957	311
9	17,65	1937	644	1954	1254	1958	309
10	19,61	1957	643	1936	1245	1947	301
11	21,57	1970	638	1979	1222	1970	295
12	23,53	1960	637	1938	1195	1950	292
13	25,49	1973	637	1971	1193	1937	288
14	27,45	1946	620	1973	1186	1965	282
15	29,41	1954	600	1961	1176	1966	278
16	31,37	1936	599	1952	1146	1936	276
17	33,33	1977	591	1960	1143	1960	275
18	35,29	1942	585	1970	1119	1954	273
19	37,25	1959	582	1942	1117	1977	273
20	39,22	1950	573	1957	1108	1963	270
21	41,18	1971	572	1975	1104	1971	262
22	43,14	1979	560	1959	1069	1955	259
23	45,10	1952	554	1977	1037	1939	258
24	47,06	1949	554	1935	1012	1975	258
25	49,02	1939	554	1939	996	1962	256
26	50,98	1972	546	1962	989	1976	254
27	52,94	1975	540	1949	986	1972	250
28	54,90	1956	536	1964	968	1968	247
29	56,86	1976	518	1972	961	1949	246
30	58,82	1978	511	1965	954	1940	245
31	60,78	1965	506	1946	913	1980	244

### Окончание таблицы 2.3

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		годы	расход, м <sup>3</sup> /с	годы	расход, м <sup>3</sup> /с	годы	расход, м <sup>3</sup> /с
32	62,75	1962	503	1968	905	1973	244
33	64,71	1935	496	1955	896	1952	243
34	66,67	1967	492	1978	895	1981	238
35	68,63	1934	491	1976	888	1935	238
36	70,59	1940	491	1943	865	1978	237
37	72,55	1963	488	1956	849	1959	235
38	74,51	1980	484	1944	845	1944	226
39	76,47	1944	484	1940	835	1974	226
40	78,43	1943	482	1974	833	1982	225
41	80,39	1964	481	1980	820	1964	225
42	82,35	1955	471	1953	806	1956	223
43	84,31	1968	466	1963	793	1946	210
44	86,27	1953	456	1934	791	1943	208
45	88,24	1981	446	1967	776	1967	208
46	90,20	1982	445	1981	755	1953	207
47	92,16	1933	432	1982	754	1951	199
48	94,12	1974	428	1951	745	1945	192
оии49	96,08	1951	426	1945	701	1934	190
50	98,04	1945	404	1933	678	1933	185

В качестве расчётного маловодного и средневодного годов принимаем 1939 и 1982 соответственно, т.к. они не нуждаются в приведении.

В средневодном году имеем расходы меньшие, чем в маловодном году. Требуется дополнительная корректировка (табл.2.4).

Таблица 2.4 - Скорректированные расходы

Месяцы	Метры кубические на секунду												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Σ
Q 50%	212	189	172	838	1579	1032	890	605	380	389	184	173	554
Q <sub>кор</sub> 50%	212	189	172	917	1450	1032	840	605	380	389	284	173	554
Q 90%	147	148	144	843	943	948	513	523	341	360	282	152	445

## 2.3 Подбор формул аппроксимации по ВБ и НБ

### 2.3.1 Построение кривых связи в ВБ

Находим площади затопления и выбираем НПУ и рассчитываем объемы по формуле (2.1). Сводим в таблицу 2.5.

$$\Delta V_i = \frac{1}{2} \cdot (F_i + F_{i+1}) \cdot \Delta H. \quad (2.1)$$

Таблица 2.5 - Исходные данные для построения

<i>Z</i> <sub>вб</sub> , м	<i>F</i> , м <sup>2</sup>	$\Delta H$ , км	$\Sigma F$ , м <sup>2</sup>	$\Delta V$ , м <sup>3</sup>
339	0	0	0	0,00
365	6,51	0,01	17,31	1,73
415	52,4	0,01	117,9	11,79
445	89,63	0,01	191,61	19,01

На миллиметровке рисуем кривую связи  $Z_{вб}=f(V)$  и выбираем 10 точек, снимаем данные по отметкам. Составляем полином 6-ой степени, который бы описывал функцию  $Z_{вб}=f(V)$ .

$$\begin{aligned} Z_{вб} = & -0,00000698079126060236x^6 + 0,000518572006626528x^5 - \\ & - 0,0154341082507017x^4 + 0,24028475250816x^3 - 2,22467159014195x^2 + \\ & + 16,675093375612x + 338,893143783323 \end{aligned} \quad (2.2)$$

Полученные данные по формуле аппроксимации записаны в таблице 2.6. Кривая связи верхнего бьефа отображена на рисунке 2.1.

Таблица 2.6 - Зависимость отметки от объема

<i>V</i> , м <sup>3</sup>	<i>Z</i> , м	<i>Z</i> <sub>расч</sub> , м.	$\Delta Z$ , м
0	339	339,02	-0,02
1,125	384	383,86	0,14
2,25	401,5	401,82	-0,32
3,375	413	412,67	0,33
4,5	422	422,09	-0,09
5,625	430	430,06	-0,06
6,75	436	436,01	-0,01
7,875	441	440,90	0,10
9	446	446,07	-0,07
10,125	449	448,99	0,01

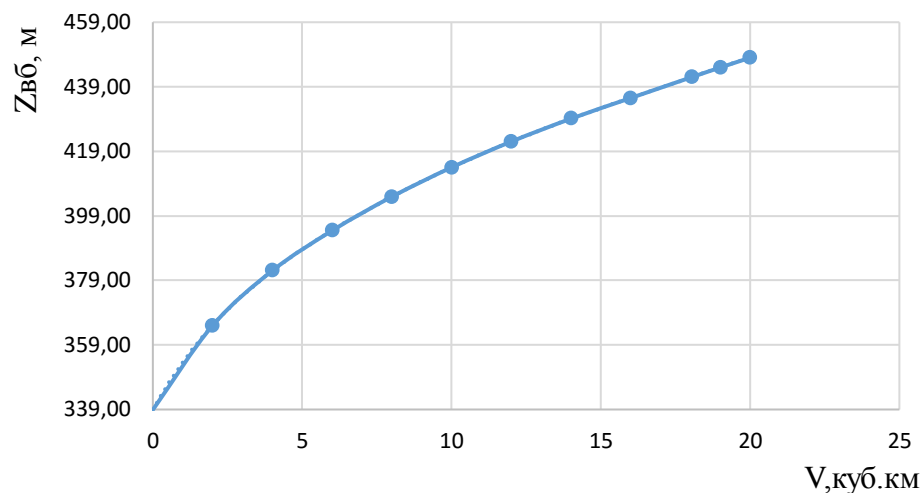


Рисунок 2.1 - Кривая связи в ВБ

### 2.3.2 Построение кривых связи в НБ

Измеряем площадь на отметках с одинаковым интервалом. Находим объемы в НБ (2.3). Кривая связи в НБ представлена на рисунке 2.2.

Полученные данные заносим в таблицу 2.7 и строим кривую связи для летнего и зимнего периодов (коэффициент для Дальнего Востока =0,9):

$$Q_{НБ} = \omega \cdot v , \quad (2.3)$$

где  $v = 1,4$  м/с

$\omega$ -площадь сечения.

Таблица 2.7 - Расходы в НБ зима и лето

Z <sub>НБ</sub> , м	Летний расход, м <sup>3</sup> /с	Зимний расход, м <sup>3</sup> /с
338	3,38	3,04
338,5	24,49	22,04
339	55,92	50,33
339,5	95,00	85,50
340	140,48	126,43
340,5	191,46	172,32
341	247,82	223,04
341,5	308,74	277,87
342	374,05	336,64
342,5	443,49	399,14
343	515,42	463,87
343,5	594,4	534,96
344	678,74	610,87
344,5	750,87	675,78
345	840,97	756,87
345,5	935,74	842,17
346	1056,30	950,67
346,5	1266,25	1139,62



Для рассчитанных суточных графиков нагрузки строятся ИКН известными табличным и графическим методами (таблица 2.9). В результате строим ИКН для типичных зимних суток (рисунок 2.3) и летних суток (рисунок 2.4).

Таблица 2.8 - Расчёт суточных графиков

Часы	$P_c^{max}$ , МВт	Зима				Лето				
		$a_t^3$	$b_{сум}^3$	$b_t^3$	$P_t^3$ , МВт	$a_{лет}$	$a_t^л$	$b_{сум}^л$	$b_t^л$	$P_t^л$
0	1500	2,04	0,824	-1,03	976	0,57	1,86	0,849	-0,84	632
2		2,30		-1,30	893		2,15		-1,14	586
3		2,30		-1,33	848		2,25		-1,25	565
4		2,30		-1,20	1043		2,34		-1,33	561
5		2,34		-1,22	1062		2,19		-1,20	564
6		2,36		-1,10	1267		2,06		-1,07	580
7		1,55		-0,20	1616		1,50		-0,51	657
8		0,84		0,46	1728		0,85		0,15	745
9		0,16		0,99	1683		0,16		0,84	837
10		0,19		0,99	1726		0		1,00	855
11		0,29		0,78	1531		0,26		0,74	823
12		0,46		0,50	1312		0,49		0,51	790
13		0,39		0,58	1345		0,39		0,61	806
14		0,29		0,69	1404		0,26		0,74	823
15		0,33		0,74	1519		0,39		0,67	853
16		0,45		0,66	1551		0,62		0,38	775
17		0,09		0,99	1606		0,39		0,61	801
18		0		1,00	1500		0,49		0,51	790
19		0,13		0,94	1566		0,62		0,38	775
20		0,24		0,84	1560		0,66		0,31	747
21		0,29		0,81	1569		0,62		0,39	784
22		0,78		0,32	1444		0,75		0,26	767
23		1,36		-0,18	1411		1,14		-0,15	699

Таблица 2.9 - Расчёт ИКН

Суточный график			Интегральная кривая нагрузки			
			зима		лето	
Часы	$P$ зима, МВт	$P$ лето, МВт	$P$ , МВт	$\mathcal{E}$ , млн.кВтч	$P$ , МВт	$\mathcal{E}$ , млн.кВтч
1	1728	855	2,0	0,00	2	0,00
2	1726	853	45,48	0,09	18,01	0,03
3	1683	837	112,44	0,29	31,39	0,07
4	1616	823	122,11	0,33	31,39	0,07
5	1606	823	159,30	0,51	49,03	0,16
6	1569	806	162,50	0,53	53,30	0,19
7	1566	801	168,60	0,57	64,50	0,26

Окончание таблицы 2.9

Суточный график			Интегральная кривая нагрузки			
			зима		лето	
Часы	$P$ зима, МВт	$P$ лето, МВт	$P$ , МВт	$\mathcal{E}$ , млн.кВтч	$P$ , МВт	$\mathcal{E}$ , млн.кВтч
8	1560	790	177,10	0,64	64,50	0,26
9	1551	790	197,33	0,82	71,02	0,32
10	1531	784	208,86	0,94	79,57	0,41
11	1519	775	228,24	1,15	79,57	0,41
12	1500	775	284,16	1,82	87,81	0,51
13	1444	767	317,28	2,25	107,82	0,77
14	1411	747	324,30	2,35	109,27	0,79
15	1404	745	383,70	3,24	155,26	1,48
16	1345	699	415,86	3,76	197,46	2,17
17	1312	657	461,28	4,53	222,56	2,59
18	1267	632	666,00	8,22	248,39	3,06
19	1062	606	685,44	8,58	268,55	3,44
20	1043	586	751,80	9,91	274,04	3,55
21	976	580	815,16	11,24	290,02	3,89
22	913	565	835,44	11,69	290,82	3,91
23	893	564	880,44	12,72	293,08	3,96
24	848	561	1728,24	33,07	854,53	17,43

Для того чтобы вписать существующую ГЭС в график нагрузки необходимо знать суточную выработку для зимы и лета (рис.2.3 и 2.4 соответственно). Найдем гарантированную мощность по формуле (2.6).

$$\mathcal{E} = k \cdot \frac{\mathcal{E}_{\text{сущ.ГЭС}}}{365}, \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.6)$$

где  $k$  для зимы равна 1,1, а для лета  $k = 0,9$ .

$$\mathcal{E}_{\text{зима}} = 1,1 \cdot \frac{3,91}{365} = 11,78 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{лето}} = 0,9 \cdot \frac{3,91}{365} = 9,64 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч}$$

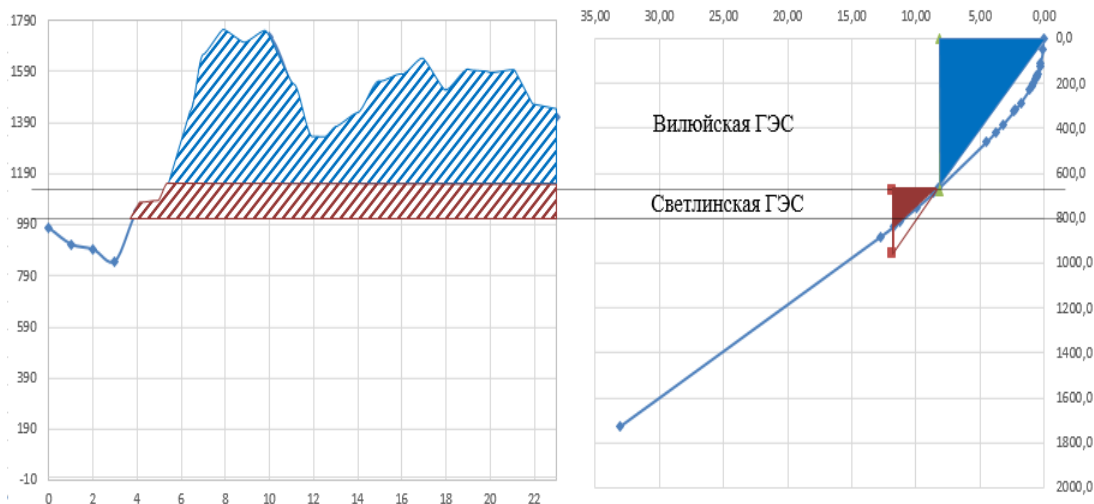


Рисунок 2.3- Суточный график и ИКН для зимнего периода

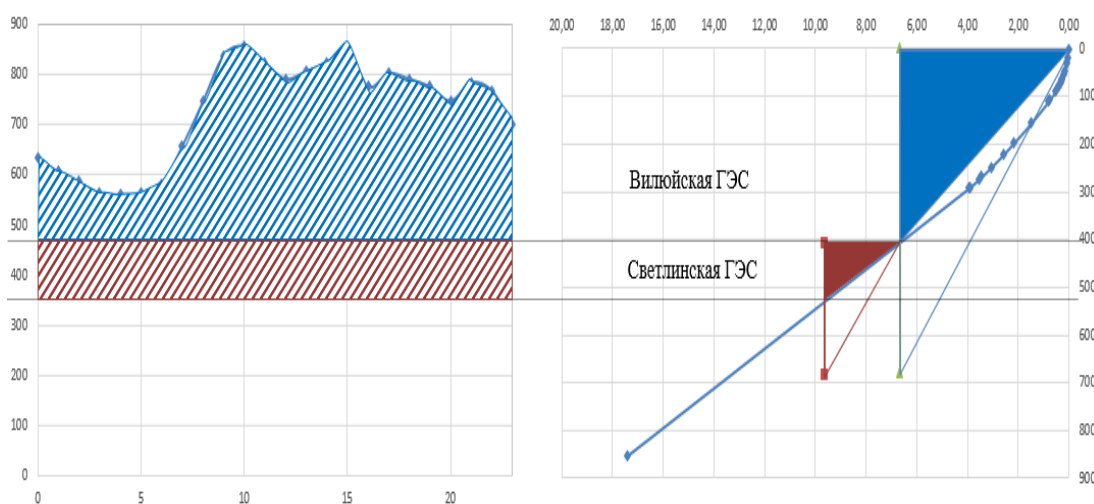


Рисунок 2.4- Суточный график и ИКН для летнего периода

## 2.5 Водно-энергетические расчёты

### 2.5.1 Расчёт режимов работы в маловодном году

Расчёт режимов работы по ВХК и по водотоку представлены в таблицах 2.10 и 2.11 соответственно.

Таблица 2.10 - Расчёт по ВХК

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q,бы,90%	190	190	190	380	380	380	380	380	380	380	190	190
Z вб,м	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
Zнб,м	340	340	340	342	342	342	342	342	342	342	340	340
H,м	104	104	104	102	102	102	102	102	102	102	104	104



Окончание таблицы 2.10

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
N, МВт	169	169	169	332	332	332	332	332	332	332	169	169

Таблица 2.11 - Расчёт по водотоку

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q, бы, 90%	147	148	144	843	943	948	513	523	341	360	282	152
Z вб, м	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
Zнб, м	340	340	340	345	346	346	343	343	342	342	341	340
H, м	104	104	104	99	98	98	101	101	102	102	103	104
N, МВт	131	132	128	715	796	799	444	452	299	316	249	135
Δ, МВт	-38	-37	-41	383	464	467	112	120	-33	-16	80	-34

Исходя из таблицы получаем избыток мощности, который равен 1427 МВт. Также определили, что первый месяц сработки водохранилища это сентябрь.

### 2.5.2 Построение годовых графиков нагрузки

Для построения годового графика максимальных и средних нагрузок воспользуемся формулами (2.7) и (2.8). Полученные данные занесём в таблицу 2.12.

$$P_{max} = a + b \cdot \cos|30^\circ - 15|, \quad (2.7)$$

где  $a = \frac{P_3^{max} + P_{л}^{max}}{2} = 1292 \text{ МВт}$ ;  $b = \frac{P_3^{max} - P_{л}^{max}}{2} = 437 \text{ МВт}$ ;  
 $P_3^{max} = 1728 \text{ МВт}$ ;  $P_{л}^{max} = 855 \text{ МВт}$ .

$$P_{cp} = P_{max} \cdot \beta_{сут} \cdot \sigma_{мес}, \quad (2.8)$$

где  $\beta_{сут}$ -коэффициент плотности суточного графика,  $\sigma_{мес} = 0,95$ .

Таблица 2.12 - Годовой график максимальных и средних нагрузок

Месяц	$P_{max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт
I	1489,01	1166
II	1405,54	1107
III	1260,97	999
IV	1094,03	872
V	949,46	761
VI	865,99	698
VII	865,99	698
VIII	949,46	761
IX	1094,03	872

### Окончание таблицы 2.12

Месяц	$P_{max}$ , МВт	$P_{cp}$ , МВт
X	1260,97	999
XI	1405,54	1107
XII	1489,01	1166

### 2.5.3 Построение баланса энергии

График средних нагрузок –это есть баланс энергии.

На баланс энергии наносится мощность существующей ГЭС и мощности, которые были найдены ранее в пункте «2.5.1 Расчёт режимов работы в маловодном году» (рис.2.6). Наносится линия, при которой промежутки от линии ВХК (в 11 месяце-водотока) до проведённой линии в сумме равны избыточной мощности. Эта линия является ориентировочной линией гарантированной мощности для ВЭР. Также на баланс энергии наносится гарантированная мощность существующих ГЭС для зимы  $N_{гар, з}=490,98$  МВт, для лето  $N_{гар, л}=401,71$  МВт, которые были найдены по формулам (2.9) и (2.10).

$$N_{гар,з} = \frac{\mathcal{E}_{зима}}{24}, \quad (2.9)$$

$$N_{гар,л} = \frac{\mathcal{E}_{лето}}{24}, \quad (2.10)$$

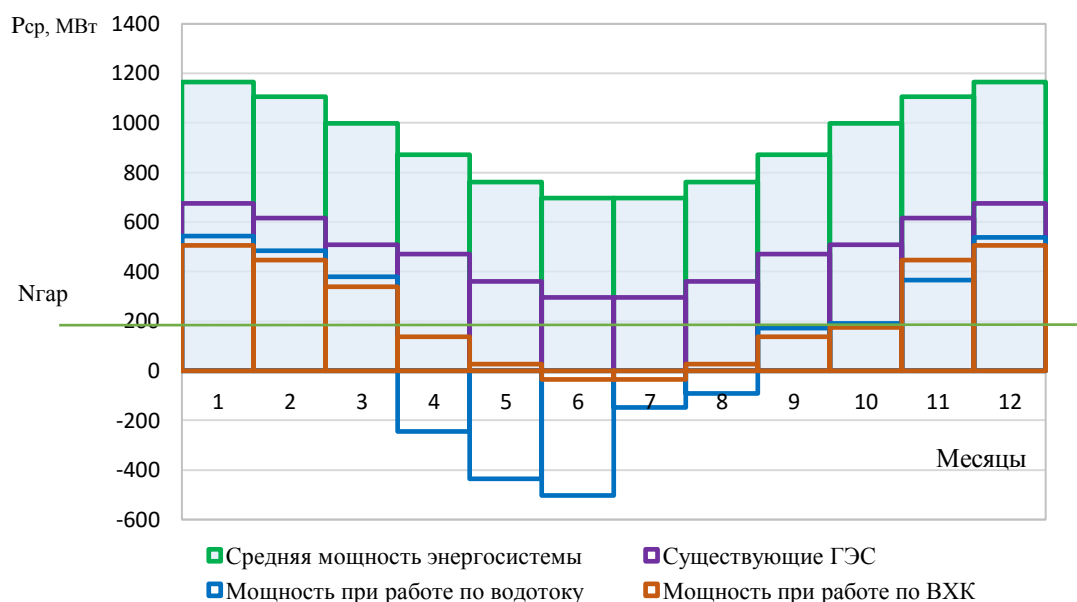


Рисунок 2.6 - Баланс энергии

В месяцы, которые оказались ниже линии гарантированной мощности работаем по ВХК (4,5,6,7,8,9,10), а те месяцы, которые оказались выше гарантированной линии, работаем по гарантированной мощности, которая также находится из баланса энергии (1,2,3,11,12) и равна:

$$N_1 = 505 \text{ МВт},$$

$$N_2 = 447 \text{ МВт},$$

$$N_3 = 339 \text{ МВт},$$

$$N_{11} = 447 \text{ МВт},$$

$$N_{12} = 505 \text{ МВт}.$$

#### 2.5.4 Водно-энергетический расчет в табличном виде для маловодного года

При первой итерации начальный объем водохранилища не наполнился, и отметка, следовательно, также не пришла в НПУ, поэтому поднимаем линию гарантированной мощности. Первая итерация отображена в таблице (2.13).

В последней итерации водохранилище наполнилось до НПУ, напор не просел и ГЭС работает по гарантированной мощности (табл. 2.14).

Исходя из водно-энергетического расчета строим график сработки-наполнения водохранилища (рис.2.7).



Рисунок 2.7 - График сработки-наполнения водохранилища

Из графика сработки-наполнения водохранилища определяем УМО и полезный объем. УМО = 428,34 м,  $V_{\text{полезный}} = 3,96 \text{ м}^3$ .

Таблица 2.13 – Распределение гарантированной мощности (первая итерация ВЭР маловодного года)

Месяц	Расход							Объём			Звб			Z нб	H	N	N гар.
	пол.	хс.	фил	вдхр	вхк	нб	гэс	нач.	$\Delta V$	кон.	нач.	кон	ср				
сен.	338	0	2	40	380	380	378	19,01	0,10	18,91	445,00	444,67	444,84	342,40	101,42	330	по ВХК
окт.	357	0	2	45	380	404	402	18,91	0,12	18,79	444,67	444,30	444,48	342,27	101,19	350	по ВХК
ноя.	279	0	2	261	190	542	540	18,79	0,68	18,11	444,30	442,18	443,24	343,21	99,01	447	447
дек.	149	0	2	486	190	637	635	18,11	1,30	16,81	442,18	438,09	440,13	343,80	95,31	505	505
январь.	144	0	2	521	190	667	665	16,81	1,40	15,41	438,09	433,68	435,88	343,98	90,89	505	505
фев.	145	0	2	469	190	616	614	15,41	1,13	14,28	433,68	430,00	431,84	343,67	87,15	447	447
мар.	143	0	2	339	190	484	482	14,28	0,91	13,37	430,00	426,94	428,47	342,82	84,63	339	339
апр.	841	0	2	-463	380	380	378	13,37	-1,20	14,57	426,94	430,96	428,95	342,40	85,53	278	по ВХК
май	940	0	2	-562	380	380	378	14,57	-1,51	16,08	430,96	435,78	433,37	342,40	89,95	292	по ВХК
июнь.	944	0	2	-566	380	380	378	16,08	-1,47	17,54	435,78	440,39	438,09	342,40	94,67	308	по ВХК
июль.	509	0	2	-131	380	380	378	17,54	-0,35	17,89	440,39	441,50	440,94	342,40	97,53	317	по ВХК
авг.	520	0	2	-142	380	380	378	17,89	-0,38	18,28	441,50	442,69	442,09	342,39	98,68	320	по ВХК

Таблица 2.14 – Распределение гарантированной мощности (последняя итерация ВЭР маловодного года)

Месяц	Расход							Объём			Zвб			Z нб	H	N	N гар.
	пол..	хс.	фил	вдхр	вхк	нб	гэс	нач.	$\Delta V$	кон.	нач.	кон	ср				
сен.	338	0	2	67	380	380	405	19,01	0,17	18,84	445,00	444,45	444,73	342,61	101,10	352	по ВХК
окт.	357	0	2	50	380	409	407	18,84	0,13	18,70	444,45	444,03	444,24	342,30	100,92	353	по ВХК
ноя.	279	0	2	240	190	521	519	18,70	0,62	18,08	444,03	442,08	443,06	343,07	98,97	440	440
дек.	149	0	2	451	190	602	600	18,08	1,21	16,87	442,08	438,29	440,19	343,58	95,58	492	492
январь.	144	0	2	481	190	627	625	16,87	1,29	15,59	438,29	434,23	436,26	343,74	91,50	492	492
фев.	145	0	2	424	190	571	569	15,59	1,03	14,56	434,23	430,93	432,58	343,39	88,16	440	440
мар.	143	0	2	291	190	435	433	14,56	0,78	13,78	430,93	428,34	429,63	342,49	86,12	332	332
апр.	841	0	2	-491	380	380	350	13,78	-1,27	15,05	428,34	432,53	430,43	342,17	87,24	278	по ВХК
май	940	0	2	-593	380	380	347	15,05	-1,59	16,64	432,53	437,56	435,05	342,15	91,88	292	по ВХК
июнь.	944	0	2	-597	380	380	347	16,64	-1,55	18,19	437,56	442,42	439,99	342,15	96,83	308	по ВХК
июль.	509	0	2	-148	380	380	361	18,19	-0,40	18,59	442,42	443,67	443,05	342,26	99,76	317	по ВХК
авг.	520	0	2	-159	380	380	361	18,59	-0,43	19,01	443,67	445,00	444,33	342,26	101,05	320	по ВХК

## 2.6 Расчёт установленной мощности ГЭС

Исходя из известной гарантированной мощности проектируемой станции, используя интегральную кривую суточного зимнего графика нагрузки энергосистемы, определяем установленную мощность проектируемой станции (2.11).

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{раб.}}^{\text{пр.ГЭС}} + N_{\text{рез.}} \quad (2.11)$$

Установленная мощность определяется построением прямоугольного треугольника на ИКН зимы, катетами которого являются: гарантированная выработка и рабочая мощность проектируемой станции (рис.2.6,2.7) Гарантированную выработку находим пользуясь формулой (2.12):

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = N_{\text{гар}} \cdot 24, \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч} \quad , \quad (2.12)$$

$$\mathcal{E}_{\text{гарзимы}} = \frac{N_{\text{гар}} \cdot 24}{1000} = \frac{487 \cdot 24}{1000} = 11,69 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad ,$$

$$\mathcal{E}_{\text{гарлето}} = \frac{N_{\text{гар}} \cdot 24}{1000} = \frac{324 \cdot 24}{1000} = 7,78 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad .$$

Полученную выработку откладываем на соответствующих ИКН и проводим вертикальные катеты до пересечения с графиком (рис 2.8, 2.9). Величина этих катетов будет являться рабочей мощностью ГЭС.

$$N_{\text{раб.зима}} = 690 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{раб.лето}} = 415 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб.зим}} + N_{\text{рез}} = 690 + (1500 \cdot 2\%) = 720 \text{ МВ.} \quad (2.13)$$

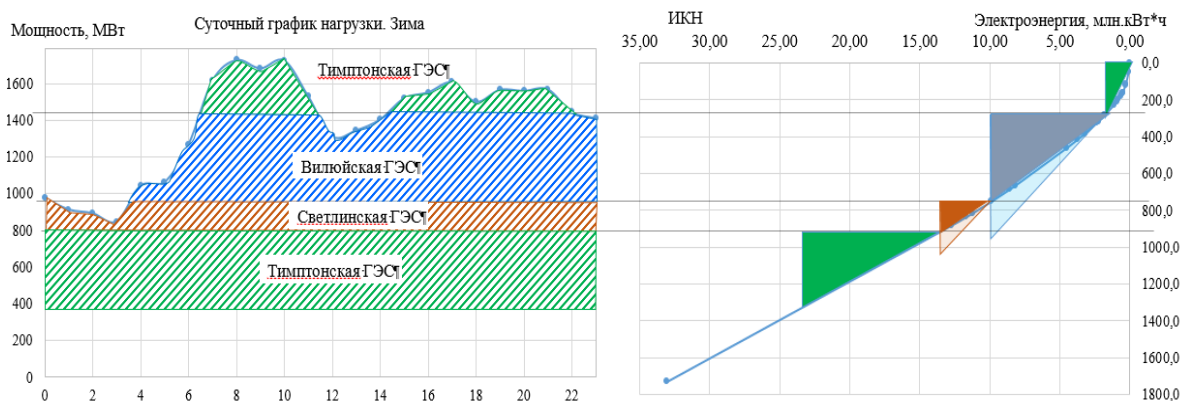


Рисунок 2.8 - Суточный график и ИКН для зимнего периода с учётом проектируемой ГЭС

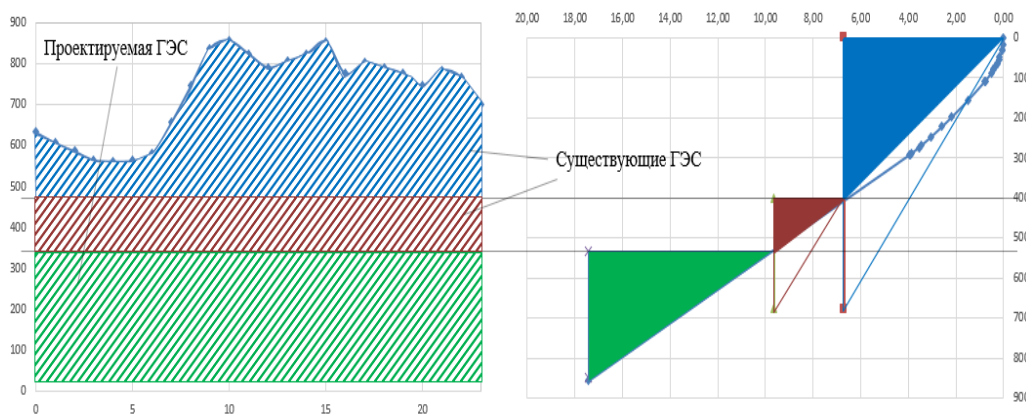


Рисунок 2.9 - Суточный график и ИКН для летнего периода с учётом проектируемой ГЭС

## 2.7 Расчёт среднегодовой выработки

Водно-энергетические расчёты режимы работы ГЭС в средневодном году проводятся аналогично расчётам в предыдущем пункте.

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

1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям в маловодном году (таблица.2.15).

2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчётном маловодном году (таблица 2.16).

При расчёте работы ГЭС по гарантированным мощностям маловодного года суммарная выработка составила 3,87 млрд.кВт·ч.

При расчёте работы ГЭС по отметкам маловодного года суммарная выработка составила 3,84 млрд.кВт·ч.

Выбираем 1 вариант сработки, т.к. этот вариант обеспечивает наибольшую выработку.

По результатам расчётов строится график сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средних условиях (рис. 2.10).

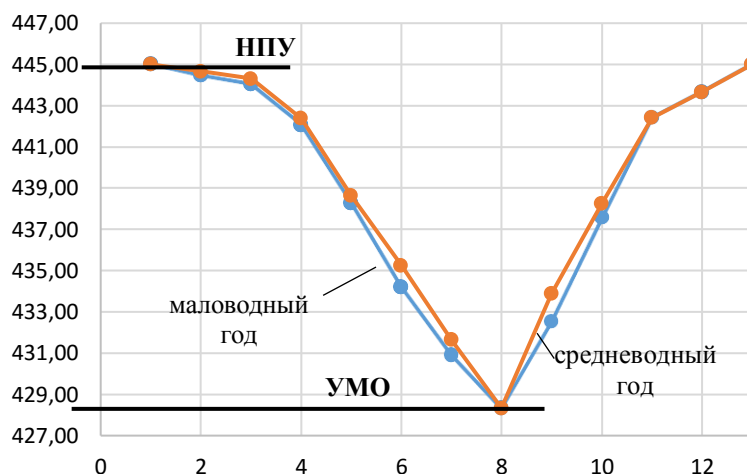


Рисунок 2.10 - График сработки-наполнения водохранилища

Таблица 2.15- Расчёт ГЭС по гарантированным мощностям маловодного года

Месяц	Расход, м³/с							Объём, км³			Звб			Знб	Н, м	N, МВт	N гар. МВт	Э, млрд кВт*ч
	пол.	хс.	фил	вдхр	вхк	нб	гэс	нач.	Δ V	кон.	нач.	кон	ср					
сен.	337	0	2	40	380	379	377	19,01	0,10	18,91	445,00	444,67	444,84	342,39	101,43	329	по ВХК	0,24
окт.	334	0	2	43	380	379	377	18,91	0,12	18,79	444,67	444,31	444,49	342,08	101,39	329	по ВХК	0,24
ноя.	258	0	2	237	190	497	495	18,79	0,61	18,18	444,31	442,39	443,35	342,91	99,42	440	440	0,30
дек.	139	0	2	446	190	587	585	18,18	1,19	16,98	442,39	438,64	440,51	343,49	96,00	492	492	0,36
январь.	208	0	2	400	190	610	608	16,98	1,07	15,91	438,64	435,26	436,95	343,63	92,29	492	492	0,36
фев.	185	0	2	364	190	551	549	15,91	0,88	15,03	435,26	432,46	433,86	343,27	89,57	440	440	0,28
мар.	160	0	2	467	190	629	627	15,03	1,25	13,78	432,46	428,34	430,40	343,75	85,63	332	332	0,34
апр.	891	0	2	-296	380	597	595	13,78	-0,77	14,55	428,34	430,89	429,61	343,96	84,64	433	по ВХК	0,31
май	1521	0	2	-640	380	883	881	14,55	-1,71	16,26	430,89	436,37	433,63	345,60	87,01	659	по ВХК	0,49
июнь.	1028	0	2	-560	380	470	468	16,26	-1,45	17,71	436,37	440,93	438,65	343,08	94,55	381	по ВХК	0,27
июль.	886	0	2	-332	380	556	554	17,71	-0,89	18,60	440,93	443,72	442,32	343,68	97,62	465	по ВХК	0,35
авг.	602	0	2	-153	380	451	449	18,60	-0,41	19,01	443,72	445,00	444,36	342,94	100,40	388	по ВХК	0,29



Таблица 2.16- Расчёт ГЭС по отметкам маловодного года

Месяц	Расход, м³/с							Объём, км³			Звб			Знб	Н, м	N, МВт	N гар. МВт	Э, млрд кВт*ч
	пол.	хс.	фил	вдхр	вхк	нб	гэс	нач.	Δ V	кон.	нач.	кон	ср					
сен.	337	0	2	67	380	406	404	19,01	0,17	18,84	445,00	444,45	444,73	342,60	101,11	351	по ВХК	0,25
окт.	334	0	2	51	380	387	385	18,84	0,14	18,70	444,45	444,03	444,24	342,14	101,08	335	по ВХК	0,25
ноя.	258	0	2	240	190	500	498	18,70	0,62	18,08	444,03	442,08	443,05	342,93	99,10	424	440	0,31
дек.	139	0	2	450	190	591	589	18,08	1,21	16,87	442,08	438,29	440,18	343,52	95,65	484	492	0,36
январь.	208	0	2	481	190	691	689	16,87	1,29	15,59	438,29	434,23	436,26	344,12	91,12	540	492	0,40
фев.	185	0	2	424	190	611	609	15,59	1,03	14,56	434,23	430,93	432,58	343,64	87,92	460	440	0,31
мар.	160	0	2	290	190	452	450	14,56	0,78	13,78	430,93	428,34	429,63	342,61	86,01	333	332	0,25
апр.	891	0	2	-490	380	403	401	13,78	-1,27	15,05	428,34	432,53	430,43	342,58	86,84	299	по ВХК	0,22
май	1521	0	2	-593	380	930	928	15,05	-1,59	16,64	432,53	437,56	435,04	345,83	88,20	704	по ВХК	0,52
июнь.	1028	0	2	-597	380	433	431	16,64	-1,55	18,19	437,56	442,42	439,99	342,81	96,16	356	по ВХК	0,26
июль.	886	0	2	-149	380	739	737	18,19	-0,40	18,59	442,42	443,67	443,05	344,83	97,20	616	по ВХК	0,46
авг.	602	0	2	-159	380	445	443	18,59	-0,43	19,01	443,67	445,00	444,34	342,90	100,42	383	по ВХК	0,28

## 2.8 Построение режимного поля проектируемой ГЭС

Для определения режимного поля ГТ с учетом накладываемых оборудованием ограничений воспользуемся учебным пособием [1]. Полученные данные занесём в таблицу 2.17.

Таблица 2.17 – Расчёт режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по мощности		Линия ограничения по турбине	
Q нб, м <sup>3</sup> /с	Z нб	Н нпу, м	Н умо, м	Н янв, м	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с	Н, м	Q, м <sup>3</sup> /с
0	338,17	105,81	89,15	99,45	91,96	910,41	91,96	910,00
100	339,57	104,41	87,75	98,05	92,96	900,61	90,96	905,04
200	340,73	103,25	86,59	96,89	93,96	891,03	89,96	900,05
300	341,73	102,25	85,59	95,89	94,96	881,64	88,96	895,03
400	342,59	101,39	84,73	95,03	95,96	872,46	87,96	889,99
500	343,35	100,63	83,97	94,27	96,96	863,46	86,96	884,92
600	344,01	99,97	83,31	93,61	97,96	854,64	85,96	879,81
700	344,61	99,37	82,71	93,01	98,96	846,01	84,96	874,68
800	345,14	98,84	82,18	92,48	99,96	837,54	83,96	869,52
900	345,62	98,36	81,70	92,00	100,96	829,25	82,96	864,32
1000	346,05	97,93	81,27	91,57	101,96	821,12	81,96	859,10
1100	346,44	97,54	80,88	91,18	102,96	813,14	80,96	853,84
1200	346,80	97,18	80,52	90,82	103,96	805,32	79,96	848,55
1300	347,13	96,85	80,19	90,49	104,96	797,65	78,96	843,23
1400	347,43	96,55	79,89	90,19	105,96	790,12	77,96	837,87
1500	347,73	96,25	79,59	89,89	106,96	782,73	76,96	832,48
1600	348,01	95,97	79,31	89,61	107,96	775,48	75,96	827,05
1700	348,31	95,67	79,01	89,31	108,96	768,36	74,96	821,59
1800	348,61	95,37	78,71	89,01	109,96	761,38	73,96	816,09
1900	348,93	95,05	78,39	88,69	110,96	754,51	72,96	810,56
2000	349,27	94,71	78,05	88,35	111,96	747,78	71,96	804,98
2100	349,63	94,35	77,69	87,99	112,96	741,16	70,96	799,37
2200	349,99	93,99	77,33	87,63	113,96	734,65	69,96	793,72
2300	350,34	93,64	76,98	87,28	114,96	728,26	68,96	788,03
2400	350,65	93,33	76,67	86,97	115,96	721,98	67,96	782,29

Полученная по режимному полю область находится в допустимых значениях по напору и расходу (рис.2.11). Максимальный напор  $H_{max}$  составил 103,35 м, расчётный  $H_p=91,96$  м, минимальный  $H_{min}=81,96$  м.

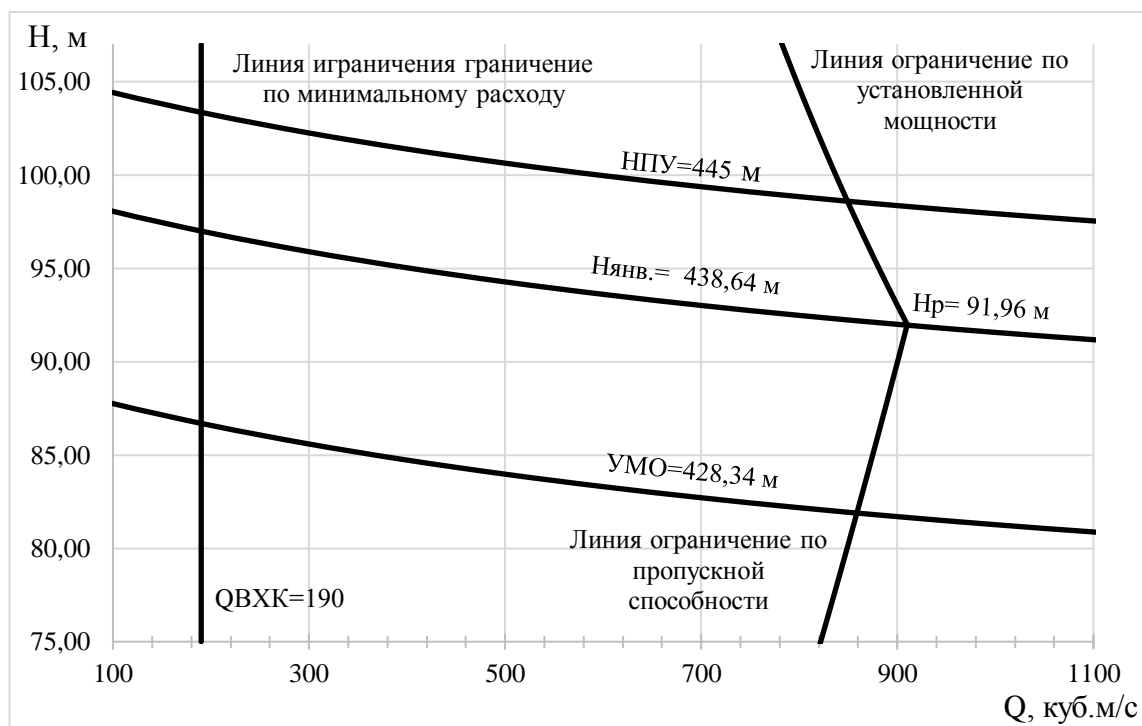


Рисунок 2.11 – Режимное поле

## 2.9 Построение баланса мощностей

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

Нагрузочный резерв составляет 2 (%) от рабочей мощности, аварийный - 8 (%) (из условия). Используя учебное пособие [2] определим рабочие мощности и резервы существующий ГЭС и ТЭС. Полученные данные сведем в таблицу 2.18

Таблица 2.18 - Расчёт рабочей мощности, резерва, ремонтного периода

Мес.	Нагрузка системы			Существующие ГЭС				Проектируемая ГЭС				ТЭС			
	$P_{max}$	$P_{ар}$	$P_{нр}$	$N_{раб}$	$N_{ар}$	$N_{нр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{ар}$	$N_{нр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{ар}$	$N_{нр}$	$N_{рем}$
янв.	1489	119	30	480	38	10		690	-	55		319	26	6	
фев.	1400	112	28	445	36	9		635	-	51		320	26	6	
мар.	1308	105	26	410	33	8	85	580	-	46		318	25	6	
апр.	1150	92	23	375	30	8		525	-	42		250	20	5	
май	1000	80	20	340	27	7		470	-	38		190	15	4	66
июн.	866	69	17	305	24	6		415	-	33		146	12	3	66
июл.	866	69	17	305	24	6		415	-	33		146	12	3	66
авг.	1000	80	20	340	27	7		470	-	38		190	15	4	66
сен.	1130	90	23	375	30	8		525	-	42		230	18	5	
окт.	1261	101	25	410	33	8		580	-	46	120	271	22	5	

Окончание таблица 2.18

Мес.	Нагрузка системы			Существующие ГЭС				Проектируемая ГЭС				ТЭС			
	$P_{max}$	$P_{ар}$	$P_{нр}$	$N_{раб}$	$N_{ар}$	$N_{нр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{ар}$	$N_{нр}$	$N_{рем}$	$N_{раб}$	$N_{ар}$	$N_{нр}$	$N_{рем}$
ноя.	1400	112	28	445	36	9		635	-	51		320	26	6	
дек.	1489	119	30	480	38	10		690	-	55		319	26	6	

Баланс мощностей представлен на рисунке 2.12.

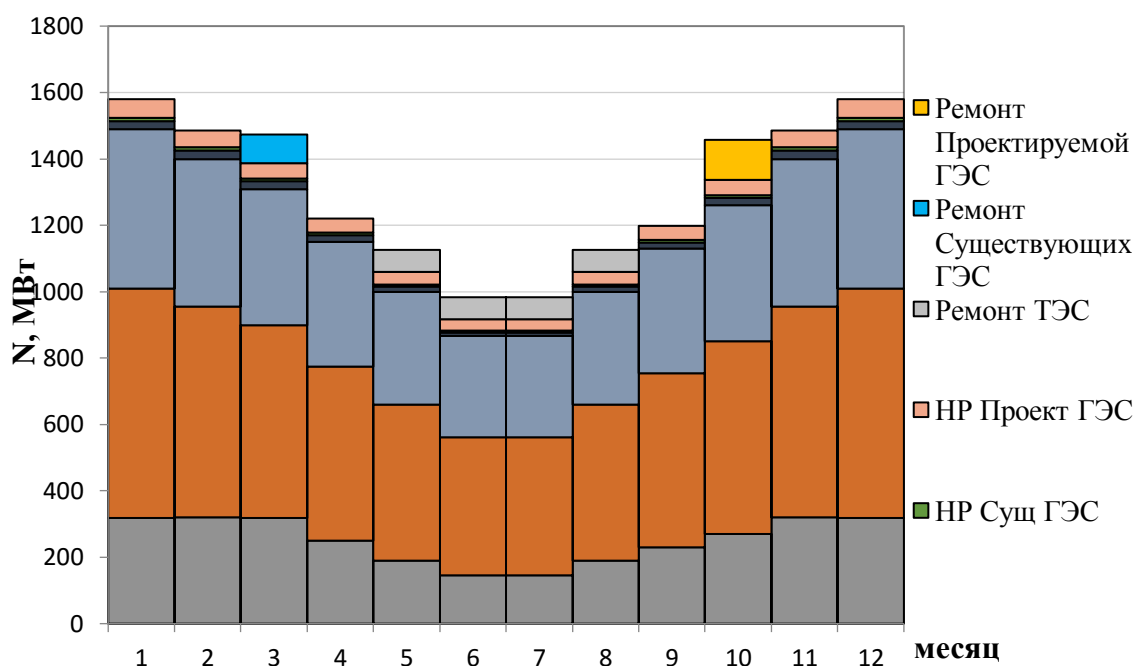


Рисунок 2.12 - Баланс мощностей

### 3 Основное и вспомогательное оборудование

#### 3.1 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Подбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин наметить такие варианты диаметры рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Для известного диапазона изменения напора по справочным данным выбираем все возможные типы гидротурбин, для которых значение предельного напора было бы не меньше полученного максимального напора и соотношение  $H_{min}/H_{max}$  по справочным данным не превышало бы аналогичного фактического отношения.

По справочным данным выбираем следующие типы гидротурбин: РО115-В, ПЛД115-В45°. Основные параметры выбранных типов модельных гидротурбин представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 - Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	РО115-В	ПЛД115-В45°
Н пред., м	115	115
Н min/Н max	0,60	0,5
$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	74,5	83
$Q'_{10}, \text{л/с}$	900	830
$\eta_{\text{мо}}$	0,927	0,916
$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	960÷1080	950÷1100
$\sigma$ при $Q'_{1\text{max}}$	0,12÷0,15	0,23÷0,30
$D1\text{м}, \text{м}$	0,515	0,460
Нм, м	4	4
$t\text{м}, ^\circ\text{C}$	2	6÷11

Для ПЛД115-В45° отсутствуют кавитационные испытания, поэтому в дальнейшем рассмотрении эта гидротурбина не участвует.

Принимаем, что доставка оборудования на ГЭС осуществляется железнодорожным транспортом. По условиям транспортировки железнодорожным транспортом есть ограничения для радиально-осевых турбин:  $D_1 \leq 6,3 \text{ м}$ .

На главное универсальной характеристике намечаем точку, предварительно проведя линию  $n'_{10}$  через оптимум КПД.

Определяем мощность агрегата по формуле (3.2) в расчетной точке  $P_1$  для следующих параметров:

$$- Q'_{1p} = 1,085 \text{ м}^3/\text{с};$$

- $n_{\text{опт.}} = 74,5$  об/мин ;
- $H_p = 91,96$  м;
- при  $t_H = 10$  °С,  $\nu_H = 1,3 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/с;
- при  $t_M = 2$  °С,  $\nu_M = 1,678 \cdot 10^6$  м<sup>2</sup>/с.

Найдем КПД натурной турбины в расчётной точке:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[ (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_M}} \right], \quad (3.1)$$

где  $\eta_M$ ,  $D_{1M}$ ,  $H_M$ - КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1$ ,  $H_p$ -диаметр и расчётный напор натурной турбины;

$\nu_H$ ,  $\nu_M$ - коэффициенты кинематической вязкости для натурной и модельной гидротурбины;

$\varepsilon$ -коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,888) \cdot \left[ (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,515}{5}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{91,96}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,3}{1,678}} \right] = 0,93.$$

$$N_{\text{арп}} = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где  $Q'_{1p}$ -приведенный расход воды в расчётной точке;

$\eta_G$ -средний КПД генератора, принимаем 0,97;

$$N_{\text{арп}} = 9,81 \cdot 1,085 \cdot 5^2 \cdot 91,96 \cdot \sqrt{91,96} \cdot 0,93 \cdot 0,97 \cdot 10^{-3} = 212,82 \text{ МВт.}$$

Находим число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z^* = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{N_{\text{арп}}} = \frac{720}{212,82} = 3,38. \quad (3.3)$$

Число агрегатов проектируемой ГЭС должно выбираться кратным двум или трём, что упрощает главную схему электрических соединений, обеспечивает взаимозаменяемость электротехнического оборудования, улучшает и снижает затраты при проведении его ремонта. Исходя из этого принимаем  $z = 4$  шт.

Уточняем мощность агрегата:

$$N_{\text{арп}} = \frac{N_{\text{ГЭС}}^{\text{уст}}}{z} = \frac{720}{4} = 180 \text{ МВт.} \quad (3.4)$$

Определяем поправку  $\Delta_1$  и синхронную частоту вращения гидротурбины:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,93}{0,818} = 1,05, \quad (3.5)$$

$$n_{c1} = \frac{n_{\text{опт}} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{74,5 \cdot \sqrt{1,05 \cdot 91,96}}{5} = 146,6 \text{ об/мин.} \quad (3.6)$$

Принимаем стандартное значение синхронной частоты  $n_{c1} = 150$  об/мин. Для уточнения положения рабочей точки вычислим  $n'_1$  при  $H_p$ ,  $H_{max}$  и  $H_{min}$ :

$$n'_{1H_p} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}} = \frac{150 \cdot 5}{\sqrt{1,05 \cdot 91,96}} = 76,2 \text{ об/мин;} \quad (3.7)$$

$$n'_{1H_{max}} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{min}}} = \frac{150 \cdot 5}{\sqrt{1,05 \cdot 81,96}} = 80,7 \text{ об/мин;} \quad (3.8)$$

$$n'_{1H_{min}} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{max}}} = \frac{150 \cdot 5}{\sqrt{1,05 \cdot 103,35}} = 71,9 \text{ об/мин.} \quad (3.9)$$

На ГУХ проводим линии  $n'_{1H_p}$ ,  $n'_{1H_{max}}$  и  $n'_{1H_{min}}$ . Определяем окончательно положение расчётной точки с учётом округлённого числа агрегатов и уточнённой мощности агрегата. Для этого на главной универсальной характеристике на линии  $n'_{1H_p}$  и  $n'_{1H_{min}}$  подбираем такое сочетание  $Q'_1$  и  $\eta_T$ , чтобы выполнить равенство (рис.3.1).

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_{\text{арг}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} = \frac{180000}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 91,96 \cdot \sqrt{91,96} \cdot 0,97} = 0,858 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.10)$$

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_{\text{арг}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max} \cdot \sqrt{H_{max}} \cdot \eta_T} = \frac{180000}{9,81 \cdot 5^2 \cdot 103,35 \cdot \sqrt{103,35} \cdot 0,97} = 0,720 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.11)$$

Координаты расчётной точки  $Q'_1 = 0,929 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\eta_T = 0,924$  о.е., для координаты с  $H_{max}$ :  $Q'_1 = 0,79 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\eta_T = 0,912$  о.е.

Для ограничения зоны работы слева, рассчитываем  $qH_{min}$  и  $qH_{max}$  и полученные значения откладываем на ГУХ:

$$qH_{min} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min}} \cdot \Delta_1} = \frac{150}{5^2 \cdot \sqrt{81,96} \cdot 1,05} = 0,818 \text{ м}^3/\text{с;} \quad (3.12)$$

$$qH_{max} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max}} \cdot \Delta_1} = \frac{150}{5^2 \cdot \sqrt{103,35} \cdot 1,05} = 0,729 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.13)$$

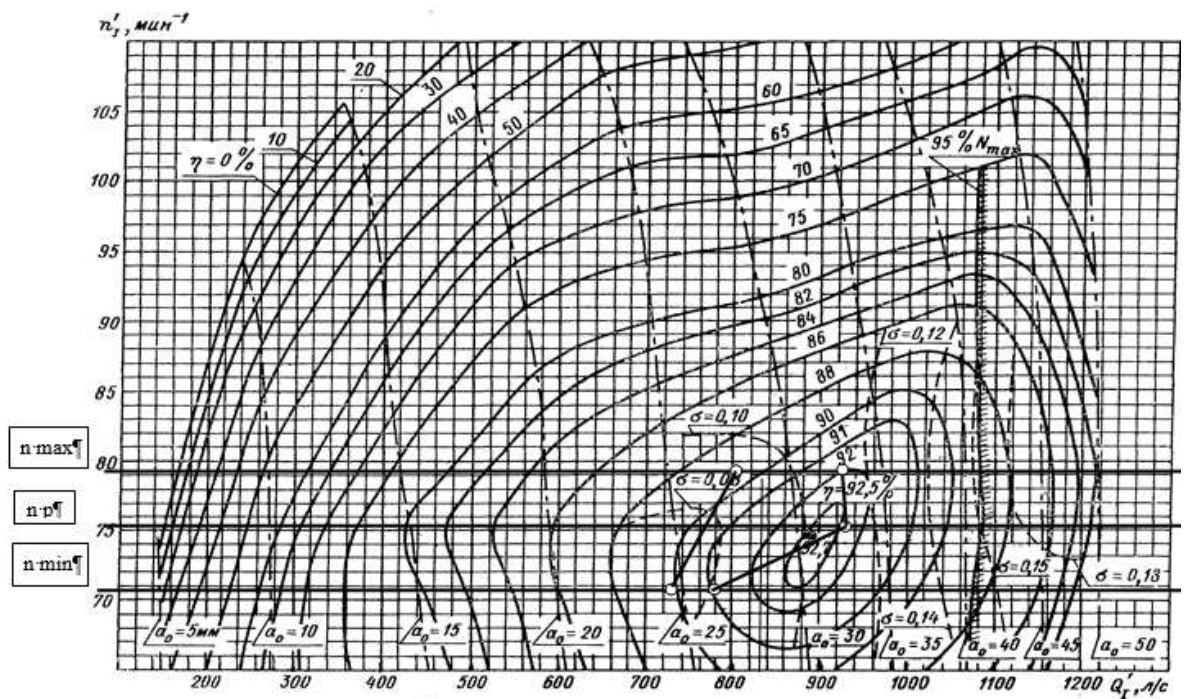


Рисунок 3.1 – Главная универсальная характеристика

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбин выполнены расчёты для ряда других стандартных значений диаметров, результаты представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Расчёт для ряда стандартных диаметров

Параметр	Ряд стандартных диаметров в метрах										
	3,15	3,55	3,75	4,25	4,5	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
КПД	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,94	0,94
$N^*$ , МВт	84,14	106,98	119,43	153,56	172,24	191,99	212,82	239,23	267,20	306,89	338,47
$z^*$ , шт.	8,56	6,73	6,03	4,69	4,18	3,75	3,38	3,01	2,69	2,35	2,13
$z$ , шт.	10	8	8	6	6	4	4	4	3	3	3
$N$ , МВт	72	90	90	120	120	180	180	180	240	240	240
$\Delta_1$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$n_{c1}$	232,3	206,2	195,3	172,4	162,8	154,3	146,6	138,3	131,0	122,3	116,5
$n_{c1}$	250	214,3	200	187,5	166,7	166,7	150	142,8	136,4	125	125
$n_{min}'$	75,6	73,0	72,0	76,4	71,9	75,9	71,9	72,5	73,2	71,8	75,4
$n_p'$	80,2	77,4	76,3	81,0	76,3	80,5	76,2	76,9	77,6	76,2	80,0
$n_{max}'$	84,9	82,0	80,8	85,8	80,8	85,3	80,7	81,5	82,2	80,7	84,7
$Q^*$ кпд при $N_p$	0,928	0,913	0,818	0,848	0,756	1,017	0,858	0,764	0,912	0,794	0,769
$Q^*$ кпд при $N_{max}$	0,779	0,766	0,686	0,712	0,634	0,854	0,720	0,685	0,818	0,712	0,646
$q^*N_{min}$	2,065	1,625	1,456	1,133	1,010	0,907	0,818	0,728	0,652	0,568	0,515
$q^*N_{max}$	1,839	1,447	1,297	1,009	0,900	0,807	0,729	0,648	0,581	0,506	0,458



### 3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы

Отметка рабочего колеса гидротурбины для РО115-В-500:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.14)$$

где  $Z_{нб}(Q_{нб})$ -отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе  $Q_{нб}$ , соответствующем расчётному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

Высоту отсасывания  $H_s$ :

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.15)$$

где  $B$ -барометрическое давление, равное 10,33 м вод.ст;

$\sigma$ -коэффициент кавитации;

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

$\Delta Z_{x.пл}$ -разность высотных отметок. Для РО-турбин  $\Delta Z_{x.пл} = \frac{B_0}{2}$ .

Высота направляющего аппарата натурной турбины пересчитывается с модели:

$$B_0 = B_{0м} \cdot \frac{D_{1н}}{D_{1м}} = 0,316 \cdot \frac{5}{0,515} = 3,07 \text{ м}, \quad (3.16)$$

где  $B_{0м} = 0,316$  м;

$D_{1м} = 0,515$  м.

$$\Delta Z_{x.пл} = \frac{3,07}{2} = 1,53 \text{ м}.$$

Рассмотрим три режима:

1)Работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_{max}$ :

Коэффициент кавитации в данной точке  $\sigma = 0,091$ .

По формуле 3.14 и 3.15 определим высоту отсасывания и отметку установки рабочего колеса соответственно:

$$H_s = 10,3 - \frac{340,57}{900} - 0,091 \cdot 103,35 - 1,5 + 1,53 = 0,55 \text{ м}.$$

$$\nabla Z_{p.k.} = 340,57 + 0,55 = 341,12 \text{ м}.$$

2)Работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_p$ :

Коэффициент кавитации в данной точке  $\sigma = 0,12$ .

Определим высоту отсасывания:

$$H_s = 10,3 - \frac{340,78}{900} - 0,12 \cdot 91,96 - 1,5 + 1,53 = -1,08 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 340,78 + (-1,08) = 339,70 \text{ м.}$$

3) Работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей мощностью на линии ограничения:

Коэффициент кавитации в данной точке  $\sigma = 0,12$ .

Определим высоту отсасывания:

$$H_s = 10,3 - \frac{341,04}{900} - 0,12 \cdot 81,96 - 1,5 + 1,53 = 0,12 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 341,04 + 0,12 = 341,16 \text{ м.}$$

Выбираем отметку установки рабочего колеса, равную:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 339,70 \text{ м.}$$

В результате проведённых расчётов, выбираем турбину РО115-В с номинальным диаметром  $D_1 = 5$  м. При таком диаметре рабочего колеса мы получаем оптимальное число турбин (равное 4), при этом мощность каждой из них равна 180 МВт, и высоту отсасывания, которая обеспечивает бескавитационную работу турбины. Выбор такого числа турбин, следовательно, и агрегатов, позволяет снизить стоимость основного оборудования. Также не возникнут трудности при выборе гидрогенератора с такой мощностью турбины и синхронной частотой, равной 150 об/мин.

### 3.3 Расчёт металлической спиральной камеры

Металлические спиральные камеры ( $\varphi = 345 \div 360^\circ$ ) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для РО115-В-500 мы выбираем:

1. высоту направляющего аппарата  $b_0 = 0,316 \cdot D_0$ ,

$$b_0 = 0,316 \cdot 5 = 1,58 \text{ м;}$$

2. угол обхвата  $\varphi = 345^\circ$ ;

3. высоту статора  $b_1 = b_0 + 20(\text{см}) = 1,6 \text{ м.}$

Основные размеры статора для  $D_1 = 5$  м:  $D_a = 7,65$  м;  $D_b = 6,6$  м;  $D_4 = 8,05$  м;  $R_4 = 4,03$  м;  $R = 0,4$  м;  $h_1 = 0,41$  м.

Рассчитаем полную высоту статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1; \tag{3.17}$$

$$H_1 = 1,6 + 2 \cdot 0,41 = 2,42 \text{ м.}$$

Принимаем по рисунку 3.2 скорость потока во входном сечении спиральной камеры для расчетного напора равную  $v_{cp} = 8,4 \text{ м/с}$ .

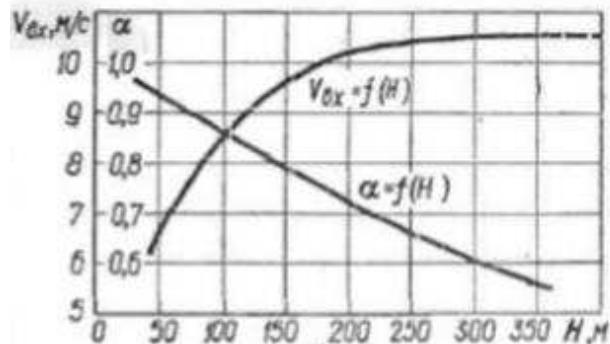


Рисунок 3.2- Рекомендуемые значения скорости и скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры для радиально-осевой турбины

Вычислим расход через входное сечение:

$$Q_{вх} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ}, \quad (3.18)$$

где  $\varphi$ -максимальный угол для входного сечения,  
 $Q_p = 222,72 \text{ м}^3/\text{с}$ .

$$Q_{вх} = 222,72 \cdot \frac{351^\circ}{360^\circ} = 220,43 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{cp}}, \quad (3.19)$$

$$F_{вх} = \frac{220,43}{8,4} = 26,24 \text{ м}^2.$$

Радиус входного сечения:

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{F_{вх}}{\pi}}, \quad (3.20)$$

$$r_{вх} = \sqrt{\frac{26,24}{3,14}} = 2,89 \text{ м.}$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \quad (3.21)$$

$$a_{\text{вх}} = 4,03 + \sqrt{2,89^2 - \left(\frac{2,42}{2}\right)^2} = 6,65 \text{ м.}$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + p_{\text{вх}} = 6,65 + 2,89 = 9,54 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Определяем значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \omega = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 6,65 - \sqrt{6,65^2 - 2,89^2} = 0,66, \quad (3.23)$$

$$\frac{1}{c} = 0,678,$$

$$\omega = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360^\circ} = \frac{351^\circ}{360^\circ} = 0,975. \quad (3.24)$$

Последовательно задавая ряд значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , рассчитываем все сечения спиральной камеры.

Произведём расчёты для  $\varphi = 336^\circ$ .

Получаем уравнение, которое решаем относительно  $x$ :

$$x = \frac{\omega}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \omega}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}, \quad (3.25)$$

$$x = 0,64 + \sqrt{\frac{2 \cdot 4,03 \cdot 0,93}{1,46} - \left(\frac{2,42}{2}\right)^2} = 2,56 \text{ м.}$$

Расстояние до центра расчётного сечения:

$$a = R_4 + x = 4,03 + 2,56 = 6,58 \text{ м} \quad (3.26)$$

Радиус расчётного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{2,56^2 + \left(\frac{2,42}{2}\right)^2} = 2,83 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Наружный радиус расчётного сечения:

$$R = a + p = 6,58 + 2,83 = 9,41 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Все расчёты помещаем в таб.3.3.

Таблица 3.3 – Расчёт спиральной камеры

$\phi$	Не имеют буквенного обозначения					$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
Градусы	$\frac{\phi}{360}$	$\phi \cdot C$	$2 \cdot R_4 \cdot [3], \text{м}$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2, \text{м}$	$\sqrt{[5]}, \text{м}^2$	$[6] + [3], \text{м}$	$[7]^2, \text{м}^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2, \text{м}^2$	$\sqrt{[9]}, \text{м}$	$R_4 + [7], \text{м}$	$[10] + [11], \text{м}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
351	0,975	0,66	5,29	3,83	1,96	2,61	6,83	8,30	2,88	6,64	9,54
336	0,933	0,64	5,11	3,65	1,91	2,56	6,48	8,00	2,83	6,58	9,41
321	0,892	0,61	4,93	3,47	1,86	2,47	6,12	7,59	2,75	6,50	9,25
306	0,850	0,59	4,75	3,28	1,81	2,40	5,77	7,23	2,69	6,43	9,12
291	0,808	0,57	4,56	3,10	1,76	2,33	5,41	6,88	2,62	6,35	8,97
276	0,767	0,54	4,37	2,91	1,71	2,25	5,06	6,52	2,55	6,27	8,83
261	0,725	0,52	4,18	2,72	1,65	2,17	4,70	6,17	2,48	6,19	8,68
246	0,683	0,50	3,99	2,53	1,59	2,09	4,35	5,81	2,41	6,11	8,52
231	0,642	0,47	3,80	2,33	1,53	2,00	4,00	5,46	2,34	6,02	8,36
216	0,600	0,45	3,60	2,13	1,46	1,91	3,64	5,10	2,26	5,93	8,19
201	0,558	0,42	3,40	1,93	1,39	1,81	3,29	4,75	2,18	5,84	8,02
186	0,517	0,40	3,19	1,73	1,32	1,71	2,93	4,40	2,10	5,74	7,83
171	0,475	0,37	2,99	1,52	1,23	1,61	2,58	4,04	2,01	5,63	7,64
156	0,433	0,34	2,78	1,31	1,15	1,49	2,22	3,69	1,92	5,52	7,44
141	0,392	0,32	2,56	1,10	1,05	1,37	1,87	3,33	1,83	5,39	7,22
126	0,350	0,29	2,35	0,88	0,94	1,23	1,51	2,98	1,73	5,26	6,98

Для дальнейших углов  $\phi$  сечение спиральная камера принимает форму эллипса. Строим плавную зависимость по уже имеющимся координатам  $R$  и  $\phi$  до координаты ( $\phi = 0; R = \frac{6,6}{2}$ ). Недостающий участок продляем до  $0^\circ$  и получаем зависимость  $R = f(\phi)$  (рис.3.3).

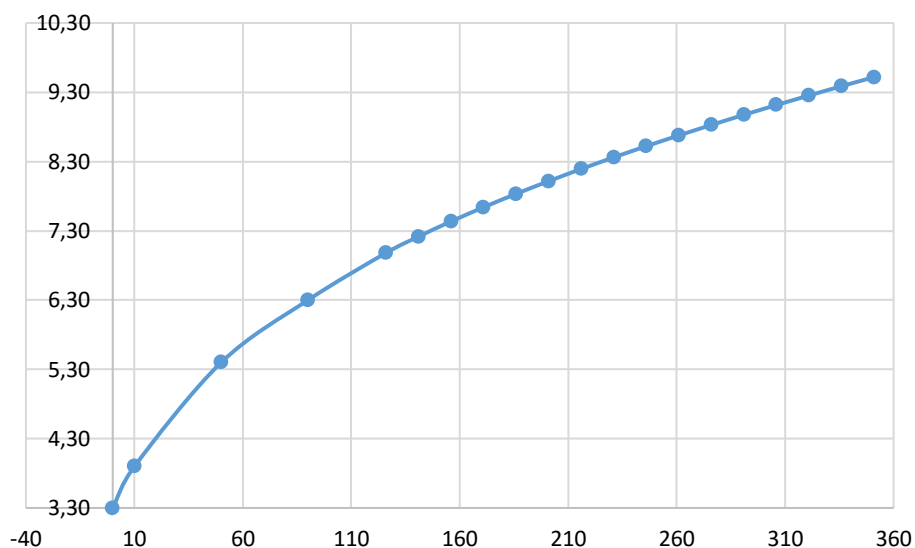


Рисунок 3.3- Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R = f(\phi)$

С шагом  $\Delta\varphi = 15^\circ$  с рис.5 снимаем значения  $R$  в зависимости от угла.  
 $R_{(\varphi=111)} = 6,73$  м.

Большой радиус эллиптического сечения:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{2,42}{2 \cdot \sin 35} = 0,70 \text{ м.} \quad (3.29)$$

где  $a_k = 35^\circ$ .

Вычисленное значение  $p_1$  принимают постоянным для всех эллиптических сечений.

Меньший радиус эллиптического сечения:

$$p_2(\varphi=111) = \frac{R_{(\varphi=111)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k}, \quad (3.30)$$

$$p_2(\varphi=111) = \frac{5,65 - (4,03 + 0,70 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 1,573 \text{ м.}$$

Значение наружного и эллиптического радиуса заносят в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Значения наружного и эллиптического радиуса

$\phi$ , град	$p_1$ , м	$R$ , м	$p_2$ , м
111	0,89	6,73	1,573
96		6,45	1,403
81		6,14	1,213
66		5,79	1,000
51		5,45	0,792
36		4,96	0,493
21		4,33	0,109

Определяем постоянную спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot l / c} = \frac{226,08}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,66} = 54,45. \quad (3.31)$$

Угол потока в СК (на входе в колонны статора):

$$tg \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{226,08 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,6)}{54,45} = 0,41, \quad (3.32)$$

$$\delta = \arctg \left( \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right) = \arctg(0,41) = 22^\circ. \quad (3.33)$$

Строим теоретический чертёж спиральной камеры круглого сечения по рассчитанным выше параметрам (рисунок 3.4)

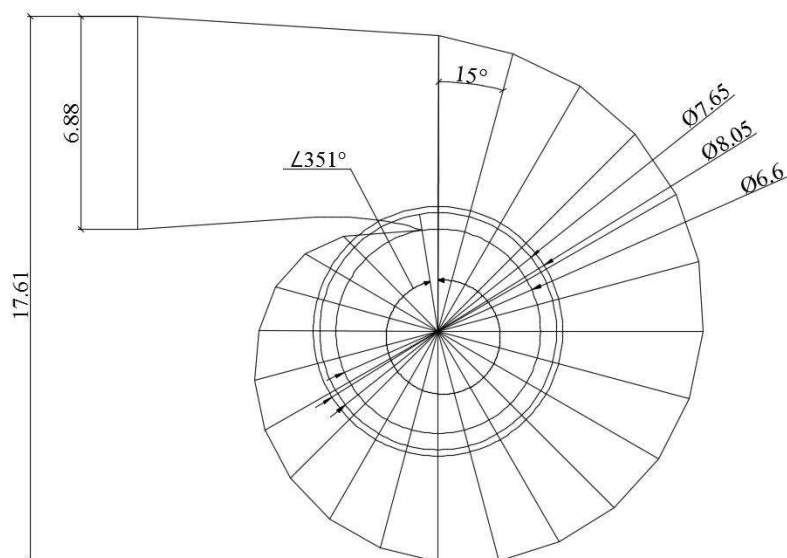


Рисунок 3.4- Металлическая спиральная камера

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{180}{0,9} = 200 \text{ МВА.} \quad (3.34)$$

где  $\cos \varphi = 0,9$ -коэффициент мощности.

Число пар полюсов:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{150} = 40. \quad (3.35)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ 1000/260-40.

### 3.5 Выбор МНУ и электрогидравлического регулятора

#### 3.5.1 Выбор маслонапорной установки

Параметры гидротурбины  $N_{max}$  и  $D_1$  позволяют выбрать по справочнику [3, с.143] типоразмер маслонапорной установки. В нашем случае  $N_{max} = 103,35$  м и  $D_1 = 5$  м, следовательно подходит МНУ 6,3/1-40-8-2.

### **3.5.2 Выбор электрогидравлического регулятора**

Регуляторы выпускаются в соответствии с ГОСТ 12405-81 «Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин. Технические требования» и предназначены для управления радиально-осевыми, поворотными-лопастными и ковшовыми гидротурбинами, а также насос-турбинами.

По числу регулирующих органов изготавливаются в двух исполнениях: ЭГР- для гидротурбин с одним регулирующим органом (без комбинатора), ЭГРК-для гидротурбин с двумя регулируемыми органами (с комбинатором).

В справочнике [3, с.103] приведены все типы электрогидравлических регуляторов для радиально-осевых гидротурбин, выпущенных ПО ЛМЗ с 1961 года.

Для гидротурбины РО115-В-500 выбираем ЭГР-МП-150-4.



## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Тимптонской 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.

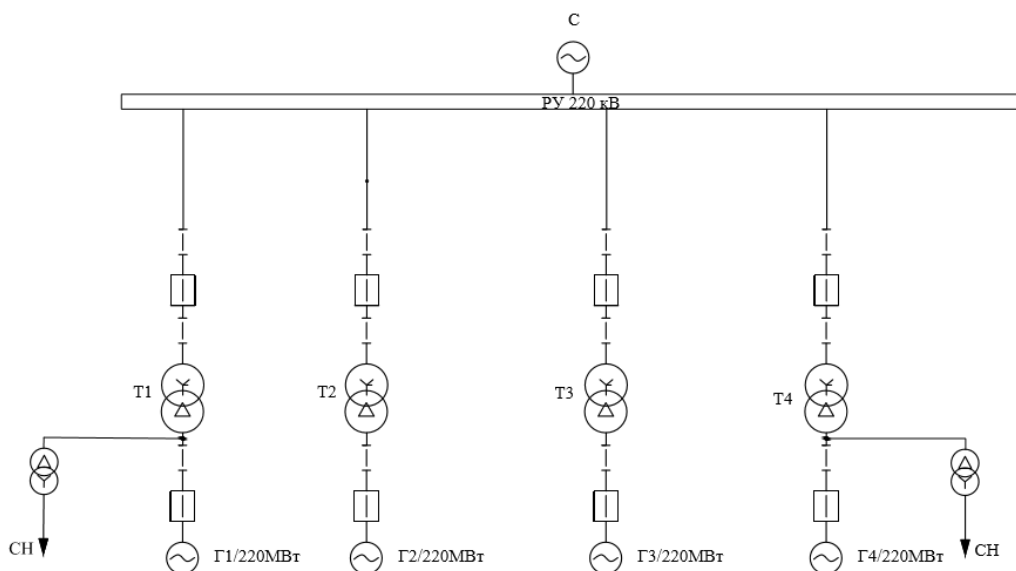


Рисунок 4.1 – Структурная схема Тимптонской ГЭС

### 4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов

##### 4.2.1.1 Схема с простыми блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ГНОМ}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}}, \quad (4.1)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{200 - 7,2}{0,85} = 226,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

где  $P_{\text{с.н.}}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 250000/220-УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ 250000/220

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
250	242	15,75	11	600	207	0,5

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4200}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2592 \text{ ч/год}. \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu = 0,9$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

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

$\omega = 0,03$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,9 \cdot 30 - 0,03 \cdot 60 = 8737 \text{ ч}.$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,207 \cdot 8737 = 1808,56 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,660}{1} \cdot \left(\frac{226,82}{250}\right)^2 \cdot 2592 = 1280,21 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот.СН1}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{Н}}, \quad (4.6)$$

$$I_{\text{пот.СН1}} = 0,038 \cdot 1808,56 + 0,038 \cdot 1280,21 = 117,37 \text{ тыс. руб/год},$$

где  $\beta_1, \beta_2$  – стоимость одного кВт · ч электроэнергии.  
Для 4-х блоков:

$$I_{\text{пот1}} = 4 \cdot 117,37 = 469,49 \text{ тыс. руб/год}.$$

#### 4.2.1.2 Схема с объединенными блоками с трансформатором на два генератора

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\text{Гном}} - P_{\text{С.н.}})}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{2 \cdot (200 - 7,2)}{0,85} = 453,65 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТДЦ 520000/220-УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ - 520000/220

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{Х}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
520	242	15,75	13	1250	300	0,3

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4200}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2592 \text{ ч/год}, \quad (4.8)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,3 \cdot 8737 = 2621,10 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.9)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{Т ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{1,250}{2} \cdot \left( \frac{453,65}{520} \right)^2 \cdot 2592 = 2465,89 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного объединенного блока определяется по формуле 4.6:

$$I_{пот.СН1} = 0,038 \cdot 2621,10 + 0,038 \cdot 2465,89 = 193,31 \text{ тыс. руб/год}$$

Для 2-х блоков:

$$I_{пот.СН1} = 2 \cdot 193,31 = 386,61 \text{ тыс. руб/год.}$$

### 4.3 Выбор трансформаторов СН

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

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot S_{Г ном} = 0,01 \cdot 720/0,85 = 8,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.11)$$

где  $S_{с.н.}$  – полная нагрузка собственных нужд, МВт.  
Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

По каталогу ООО "Калугаэнерго-финанс" выбираем 2 трансформатора серии ТДНС-10000/35. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТДНС-10000/35

$S_{ном}, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$U_H, \text{ кВ}$		$U_K, \%$	$\Delta P_K, \text{ кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{ кВт}$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
10	15,75	6	5,3	24	5,4

### 4.4 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ 1000/260-40 производства ГПЗ "ЭЛЕКТРОТЯЖМАШ".

Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Паспортные данные генератора СВ 1000/260-40 УХЛ4

Номинальная мощность		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г}, \text{о.е.}$	$\eta$	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}, \text{МВА}$	$P_{Г\text{ ном}}, \text{МВт}$				$x_d''$	$x_d'$	$x_d$
236	200	15,75	0,85	0,95	0,37	0,45	1,42

#### 4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

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

$$K = t \cdot K_{\text{ОРУ}} + n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}, \quad (4.12)$$

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

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

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

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  - число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек ОРУ.

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком:

$$K_1 = 10 \cdot 15 \cdot 3 + 4 \cdot 150 + 2 \cdot 2,2 = 1054,4 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с объединенным блоком:

$$K_2 = 7 \cdot 15 \cdot 3 + 2 \cdot 396,7 + 2 \cdot 2,2 = 1112,8 \text{ млн. руб.}$$

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

$$Z_i = E_{\text{н}} \cdot K_i + I_i, \quad (4.13)$$

где  $E_{\text{н}}$  – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям.

Принимается равным процентной ставке за хранение средств в банке  $\alpha$  (приказ Минстроя №209 от 14.09.92); в настоящее время

$$E_{\text{н}} = \alpha = 15\% = 0,15.$$

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.13):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1054,4 + 88,69 = 246,85 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком по формуле (4.13).

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1112,8 + 93,67 = 260,59 \text{ млн. руб.}$$

Из сравнения технико-экономических показателей рассмотренных вариантов видно, что разница между ними составляет около 5%, следовательно, необходимо выбирать более экономичный вариант. Выбрана схема с одиночными блоками.

#### 4.6 Выбор количества отходящих воздушных линий РУВН и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{\text{сн}}); \quad (4.14)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (236 - 4) = 928 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

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

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{928}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} = 3,97 \text{ шт.} \quad (4.15)$$

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

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{928}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 242} = 0,443 \text{ кА} \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\Gamma} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 443 = 465,15 \text{ А,} \quad (4.17)$$

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

$\alpha_{\Gamma} = 1,0$  – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 240/39, которому соответствует минимальный допустимый ток.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А.}$

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{928}{(5-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,608 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

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

Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Параметры провода марки АС-240/39

Число проводов в фазе	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$b_0$ , См/км
Значение	0,011	0,11	$2,6 \cdot 10^{-6}$

#### 4.7 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Главные электрические схемы электростанций проектируются исходя из следующих требований:

- ремонт выключателей 220 кВ и выше производится без отключения присоединений;
- воздушная линия отключается от РУ не более чем двумя выключателями;
- трансформаторы блоков отключаются от РУ не более чем 3 выключателями;
- автотрансформаторы (трансформаторы) связи двух РУ отключаются не более чем шестью выключателями обоих РУ и не более чем четырьмя – в одном из РУ;
- отказы выключателей РУ в нормальном и ремонтных режимах не должны приводить к одновременной потере двух транзитных параллельных линий, а также одновременному отключению нескольких линий, если при этом нарушается устойчивость параллельной работы ЭЭС;
- при отказах выключателей в нормальном режиме РУ не должно отключаться более одного блока, а в ремонтном режиме РУ – не более двух блоков, при этом не должно возникать перегрузки линий и нарушения устойчивости.

##### 4.7.1 Выбор схемы РУ-220 кВ

Согласно СТО ОАО ФСК ЕЭС [4] регламентирует схему распределительного устройства.

Условия выбора схемы РУ:

1. Напряжение передачи — 220кВ;
2. Число присоединений РУ-220кВ: 9 (5 ВЛЭП 220 кВ, 4 единичных блоков генератор – трансформатор).

При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ, согласно [4] и при наличии потребителя первой категории, рекомендуется схема с одной рабочей секционированной выключателем и обходной системой сборных шин. Выбранная схема в общем виде представлена на рисунке 4.2

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ, заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, простоте, возможности безопасного обслуживания.

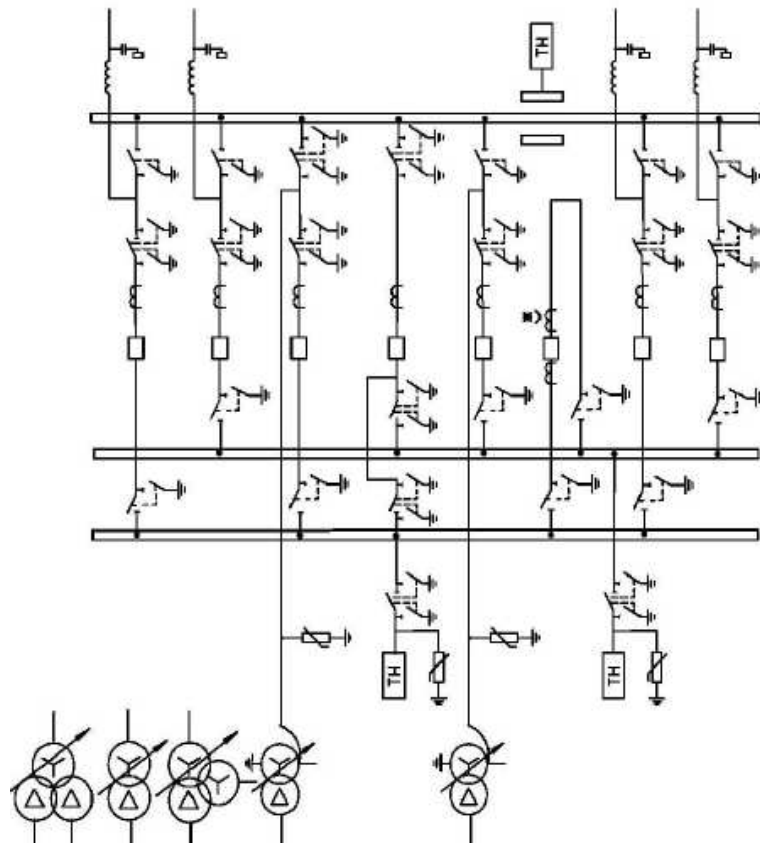


Рисунок 4.2- Схема РУВН 220 кВ

## 4.8 Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания у распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrWin

### 4.8.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах. Схема замещения представлена на рис.4.3.

Синхронные генераторы:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,37 \cdot \frac{15,75^2}{236} = 0,39 \text{ Ом.} \quad (4.19)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:



$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,8 \text{ кВ.} \quad (4.20)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к}}\% \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 236} = 25,77 \text{ Ом.} \quad (4.21)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом.} \quad (4.22)$$

Линии связи с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = \frac{x_{0,\text{УД}} \cdot l}{n} = \frac{0,42 \cdot 90}{5} = 7,56 \text{ Ом.} \quad (4.23)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{*\text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 230 \text{ кВ.} \quad (4.24)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{15,75}{242} = 0,065. \quad (4.25)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{50} = 0,0078 \text{ Ом.} \quad (4.26)$$

$$r_{\text{С}} = \frac{x_{\text{С}}}{20} = 16,13 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

$$r_{\text{Л}} = \frac{r_{0,\text{УД}} \cdot l}{n} = \frac{0,075 \cdot 90}{5} = 1,35 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{2} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{600 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{242}{250^2} = 0,0012 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

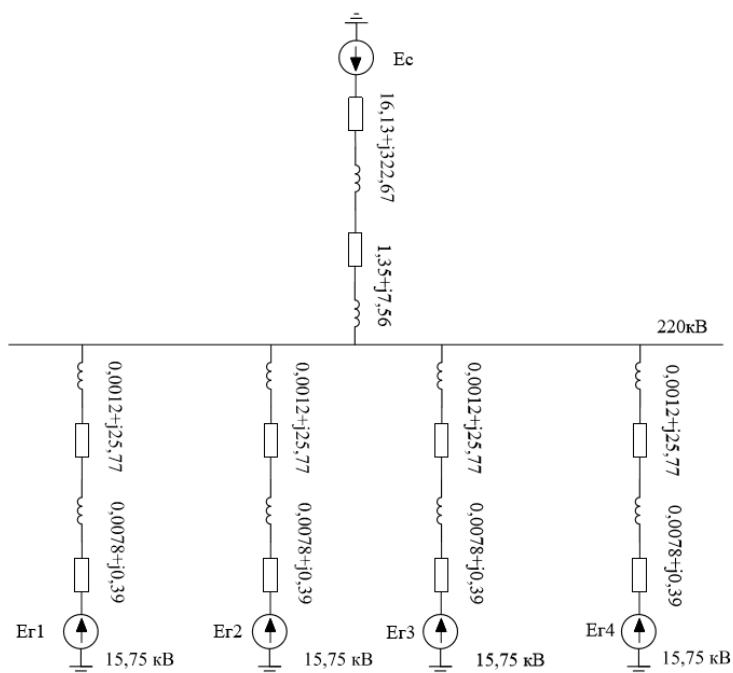


Рисунок 4.3 - Схема замещения

#### 4.8.2 Расчёт токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении с применением программного комплекса RastrWin3

Вносим ранее рассчитанные параметры схемы замещения в программный комплекс RastrWin3. Полученные результаты расчета представлены в таблице 4.6.

На рисунках 4.4- 4.6 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Система		230
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Шина 220 кВ		230
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Г1		16
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Г2		16
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Г3		16
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Г4		16

Рисунок 4.4- Узлы

	O	S	Тип	s0	тип0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	Кт/l	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	1	2		Система - Шина 220 кВ	16.13	333.67				
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Шина 220 кВ - Г1	0.00	25.77				0.060
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Шина 220 кВ - Г2	0.00	25.77				0.060
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Шина 220 кВ - Г3	0.00	25.77				0.060
5	<input checked="" type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	6		Шина 220 кВ - Г4	0.00	25.77				0.060

Рисунок 4.5- Ветви

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			5	C	1	16.130	322.670	16.130	322.67	116.130	322.67	230.000
2			1	Г1	3	0.008	0.039	0.008	0.04	0.008	0.04	17.800
3			2	Г2	4	0.008	0.039	0.008	0.04	0.008	0.04	17.800
4			3	Г3	5	0.008	0.039	0.008	0.04	0.008	0.04	17.800
5			4	Г4	6	0.008	0.039	0.008	0.04	0.008	0.04	17.800

Рисунок 4.6- Данные по генератору

Таблица 4.6 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Точка КЗ	Тип	$I_{п.0}, A$	$i_y, A$
K2	3ф	77,23	130,82
K1	3ф	5,99	10,21
K1	1ф	8,10	13,81

#### 4.9 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения

В распределительных устройствах электрических станций и подстанций содержится большое число электрических аппаратов и соединяющих их проводников. Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Аппараты и проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. При работе происходит нагрев электрических аппаратов и проводников, что является следствием потерь мощности в них. Составляющими этих потерь являются: потери в токоведущих частях, обмотках, контактах; потери от вихревых токов в металлических частях, особенно ферромагнитных; потери в магнитопроводах трансформаторов.

##### 4.9.1 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток присоединения трансформаторов Т1-Т4:

$$I_{Т\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т\text{ НОМ}} \cdot K_T} = \frac{1,05 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 15,37} = 0,045 \text{ кА}, \quad (4.30)$$

где  $U_{Т\text{ НОМ}}$  – номинальное напряжение трансформатора;

$S_{Т\text{ НОМ}}$  – полная номинальная мощность трансформатора.

Ток рабочий максимальный в цепи генератора Г1-Г4:

$$I_{Г\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г\text{ НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г\text{ НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot 236}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,08 \text{ кА}, \quad (4.31)$$

где  $U_{Г\text{ НОМ}}$  – номинальное напряжение генератора;

$S_{Г\text{ НОМ}}$  – полная номинальная мощность генератора.

Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ:

$$I_{Л1-Л5,\text{раб.мах}} = \frac{1,05 \cdot S_{\text{раб.мах}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot (S_{Г1-Г4} - S_{ТСН})}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (4.32)$$

$$I_{Л1-Л5,\text{раб.мах}} = \frac{1,05 \cdot (236 \cdot 4 - 8,47) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 220} = 516 \text{ А},$$

$$I_{Л1-Л5,\text{раб.утж}} = \frac{1,05 \cdot (S_{Г1-Г4} - S_{ТСН})}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,05 \cdot (236 \cdot 4 - 8,47) \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 644 \text{ А}. \quad (4.33)$$

#### 4.9.2 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата распределительного устройства примем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220УХЛ1 фирмы «Электромаш» (Екатеринбург). Каталожные данные представлены в таблице 4.7.

Выключатели предназначены для эксплуатации на открытом воздухе с умеренным климатом категории размещения 1ГОСТ 15150-69.

Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха +40°C, нижнее -60°C.

Таблица 4.7 - Каталожные данные выключателя ВЭБ-220УХЛ1

$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$U_{\text{раб.наиб}}$ , кВ	$I_{\text{НОМ}}$ , А	$I_{\text{откл.ном.}}$ , кА
220	252	2500	50

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$V_{к,норм} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (4.34)$$

$$V_{к,норм} = 50^2 \cdot 4 = 10000 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

где  $t_T=4$  с;

$I_T=50$  кА – ток термической стойкости.

$$V_{к,расч} = I_{п.о}^2 \cdot (t_B + t_{рз}), \quad (4.35)$$

$$V_{к,расч} = 8,10^2 \cdot (3 + 0,01) = 197,49 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

$$V_{к,норм} > V_{к,расч}.$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выключатель комплектуется встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-220. Устанавливаем 4 комплекта. Каталожные данные ТВГ-220 представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Каталожные данные трансформатора тока ТВГ-220

$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{первич}, \text{А}$	$I_{вторич}, \text{А}$	$t_{протек} \quad I_{терм.ст}, \text{с}$	$I_{терм.ст}, \text{кА}$
220	2000	5	3	50

Выбран: Разъединитель РГ- 220 УХЛ1.

Разъединитель типа РГ -220 УХЛ1, производства «ЗЭТО». Разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа РГ- 220 предназначены для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 220, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей как с одной стороны, так и с двух сторон (табл.4.9).

Серия разъединителей РГ- 220 на номинальное напряжение 220 кВ сертифицирована для российского рынка. Разъединители соответствуют российским стандартам, ГОСТ Р 52726-2007, а также полностью адаптированы к российским условиям.

Разъединители применяются для отключения токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных и кабельных линий.

Таблица 4.9 - Каталожные данные разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РГ- 220
$U_{сети ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$

#### Окончание таблицы 4.9

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РГ- 220
$I_{по} = 8,5 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 18 \text{ кА}$	$I_{терм.ст.} = 31,5 \text{ кА}$
	$I_{дин.ст.} = 80 \text{ кА}$

### 4.9.3 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения ЗНОГ-220У1.

Трансформатор напряжения ЗНОГ-220У1, предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 220 кВ, климатическое исполнение «У».

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В·А: 1200.

### 4.9.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-РК предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 220 кВ. Производитель «ТавридаЭлектрик».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения. ОПН-РК-220 УХЛ1.

## 4.10 Выбор и проверка коммутационных аппаратов в распределительном устройстве высшего напряжения

### 4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении примем элегазовый выключатель ВГГ-20 фирмы «Высоковольтный союз» (таблица 4.10).

Элегазовые высоковольтные выключатели серии ВГГ, предназначены для эксплуатации в электроустановках номинальным напряжением 20 кВ.

Выключатели предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях с умеренным климатом при высоте установки над уровнем моря до 1000 м.

Таблица 4.10 - Каталожные данные ВГГ-20

Параметры	Расчётные данные	ВГГ-20
Номинальное напряжение, кВ	15,75	20
Ток максимальный рабочий, кА	9,08	10
Ток КЗ, кА	77,23	90

Выполним проверку по току термической стойкости по (4.36) и (4.37):

$$V_{к,норм} = I_T^2 \cdot t_T, \quad (4.36)$$

$$V_{к,норм} = 90^2 \cdot 4 = 32400 \text{ кА} \cdot \text{с},$$

где  $t_T=4$  с;

$I_T = 90$  кА – ток термической стойкости.

$$V_{к,расч} = I_{п.о}^2 \cdot (t_B + t_{рз}), \quad (4.37)$$

$$V_{к,расч} = 77,23^2 \cdot (3 + 0,01) = 17953,06 \text{ кА} \cdot \text{с}.$$

$$V_{к,норм} > V_{к,расч}.$$

Следовательно, выключатель проходит проверку на термическую стойкость.

Выбран: Разъединитель РВР 20/10000 У1.

Разъединитель типа РВР 20/10000 У1, производства «Уральский завод трансформаторных технологий (таблица 4.11).

Таблица 4.11 - Каталожные данные разъединитель РВР 20/10000 У1

Расчетные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РВР 20
$U_{сети\ ном} = 15,75$ кВ	$U_{ном} = 20$ кВ
$I_{раб\ max} = 9080$ А	$I_{ном} = 10000$ А
$I_{по} = 77,23$ кА	$I_{терм.ст.} = 63$ кА $I_{дин.ст.} = 160$ кА
$i_y = 130,82$ кА	

#### 4.10.2 Выбор трансформаторов напряжения

Выбран: трансформатор напряжения НОЛ-10.

Трансформатор напряжения НОЛ-10, производства, «ТКЭнерго», предназначен для применения в электрических цепях измерения, устройств

защиты, управления и автоматики в электрических цепях переменного тока частотой 50 Гц класса напряжения 10 кВ.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 3Р;
- Номинальное напряжение вторичной обмотки В: 100;
- Номинальная мощность В·А: 630.

#### **4.10.3 Выбор трансформаторов тока**

Выбран: трансформатор тока ТОЛ10.

Трансформатор тока ТОЛ10 (ООО «Свердловский завод трансформаторов тока») предназначен для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления в установках переменного тока. Трансформатор ТОЛ10 рассчитан для эксплуатации в районах с умеренным климатом (климатическое исполнение «У»), по ГОСТ 15150.

Основные данные:

- Класс точности обмотки для учета: 0,2;
- Класс точности обмотки для защиты: 5Р;
- Номинальный ток вторичной обмотки В: 5;

#### **4.10.4 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН)**

Ограничители перенапряжений нелинейные серии ОПН-П-10 предназначены для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений электрооборудования электрических сетей переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 15,75 кВ. Производитель «Завод энергозащитных устройств».

В данном проекте ОПН были выбраны упрощенно, только по параметру напряжения.

#### **4.11 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора**

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ.

Микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации. АС-МЗ может быть использован также для включения линии электропередачи, связывающей несинхронные части энергосистемы.

АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C).



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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно - предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность.

## 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 Перечень защит основного оборудования

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

#### 1) На главном генераторе СВ 1000/260-40:

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

#### 2) На силовом трансформаторе блока ТДЦ 250000/220-УХЛ1:

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

- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева.

### 3) На трансформаторе СН ГЭС ТСЗ 4000/10:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

### 4) На линиях электропередачи 220 кВ:

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

## 5.2 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{НОМ} = 8651 \text{ А}$ .

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 10000/5 \text{ А}$ .

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

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

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

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

Уставка выбирается из условия:

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

где  $K_N = 2$  - коэффициент надежности.

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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:

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,37} \cdot 8651 = 2642,1 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.4)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{2642,1 \cdot 2}{26421},$$

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

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):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{ср.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.5)$$

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

$$B \geq \frac{I_{\text{ср.0}}}{K_{\text{T}}} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.6)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

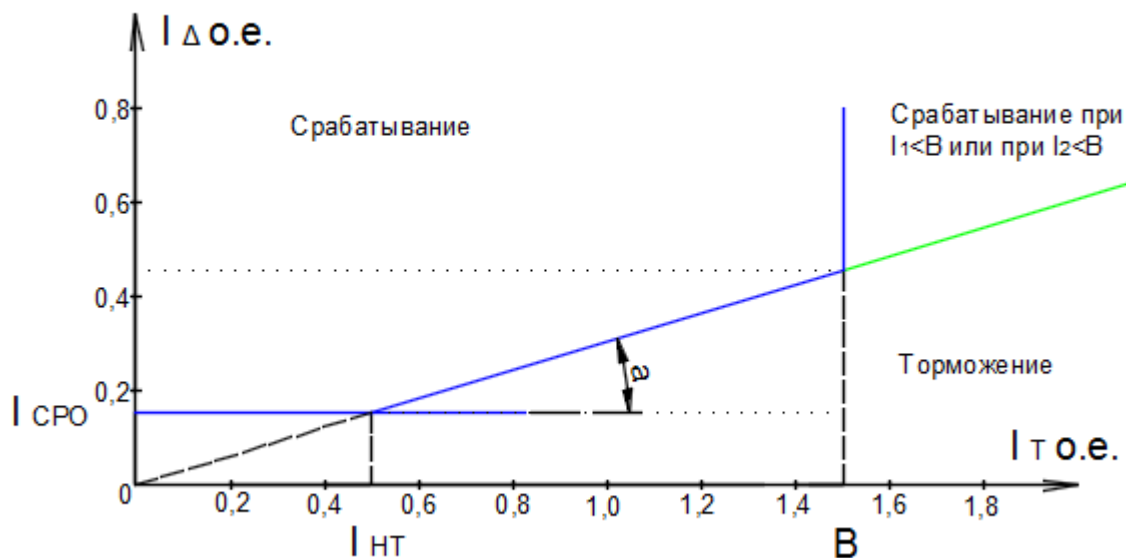


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3 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.

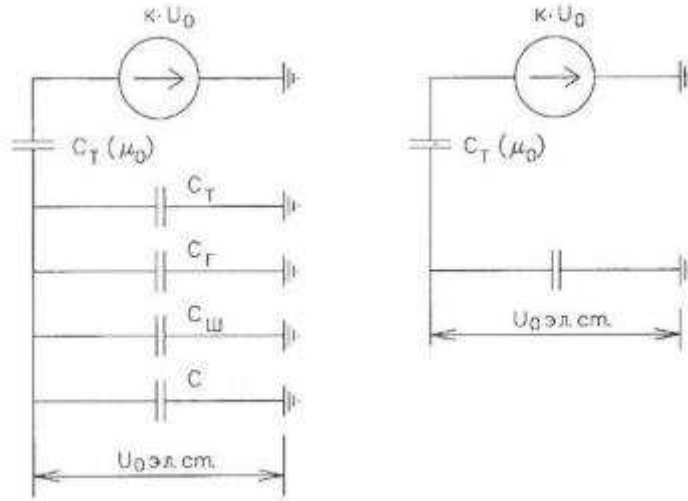


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_T$  – 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:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} + C_{ВТ}, \quad (5.7)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 1,02 + 0,008 + 0,26 + 0,13 = 1,425 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}.$$

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

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

$C_T(\mu_0)$  – 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:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.9)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 12,19 \text{ А.} \quad (5.10)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ определяется по формуле (5.8):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46573 \cdot \frac{0,009}{0,009+1,425} = 146,15 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.11)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 146,15,$$

$$U_{\text{СР}} \geq 2,54,$$

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

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

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата.

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

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

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от  $K_T$ :

$$X = \frac{1}{K_T+2}. \quad (5.12)$$

При  $K_T = 1,2$  орган  $U_{03}$  работает селективно и защищает 32,3 % 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 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )

1) Уставка защиты  $U2>$  выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.13)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.14)$$

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.

#### 5.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.15)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.16)$$



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:  $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$ ;  $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\text{Н}}$ .

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.17)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.18)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.19)$$

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

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

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.20)$$

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

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

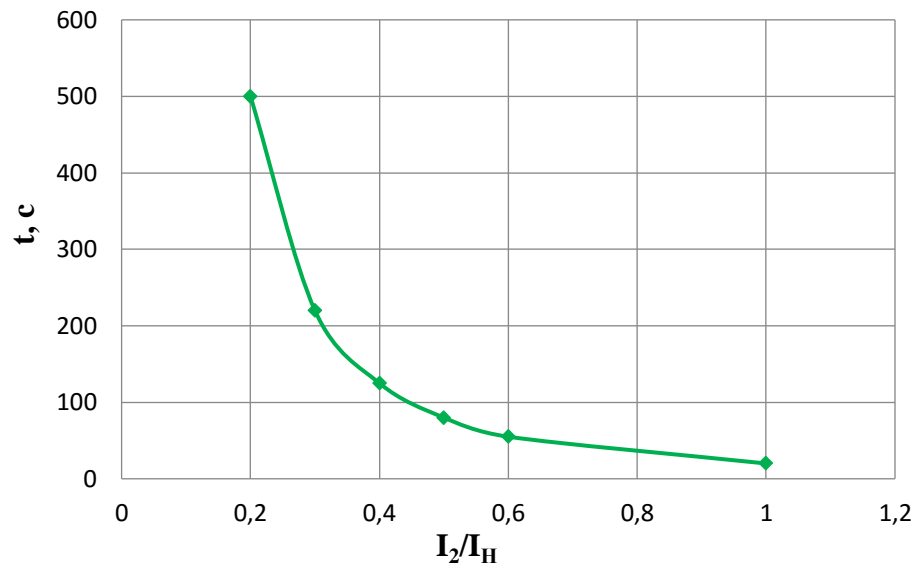


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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» ( $t_{\text{охл}}$ ) 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:

- из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
- из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
- 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:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.21)$$

$$I_{2C.3.} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_\Gamma + x_T)} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,37 + 0,24 + 0,066)} = 1,14 \text{ о. е.}, \quad (5.22)$$

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

$x_\Gamma$  - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_T$  - 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:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_\chi} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_\chi \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.23)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{\text{МИН}} = I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma\Gamma}}{2(x_\Gamma + x_{\Sigma\Gamma})} + \frac{E_C}{(x_c + \frac{x_\Gamma}{n-1})^2}. \quad (5.24)$$

$$I_*^{\text{МИН}} = \frac{1,13}{2(0,031 + 0,06)} + \frac{1}{(1 + \frac{0,031}{5-1})^2} = 6,70,$$

$$I_\delta = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta\Gamma}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,38, \quad (5.25)$$

$$I_{\text{МИН.}\Gamma} = I_*^{\text{МИН}} / (N_{\text{ген}} + N_\Gamma) = 6,70 / 9 = 0,74, \quad (5.26)$$

$$I_{\text{МИН}} = I_{\text{МИН.}\Gamma} \cdot I_\delta = 0,74 \cdot 0,38 = 0,28 \text{ кА}, \quad (5.27)$$

$$I_{2C.3.} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{КЗ}}^{(2)} \cdot K_T}{\frac{\sqrt{3}}{K_\chi}} = \frac{2 \cdot 0,28 \cdot 15,37}{\frac{\sqrt{3}}{1,2}} = 6,02 \text{ кА}. \quad (5.28)$$

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.

## 5.6 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.29)$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.30)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

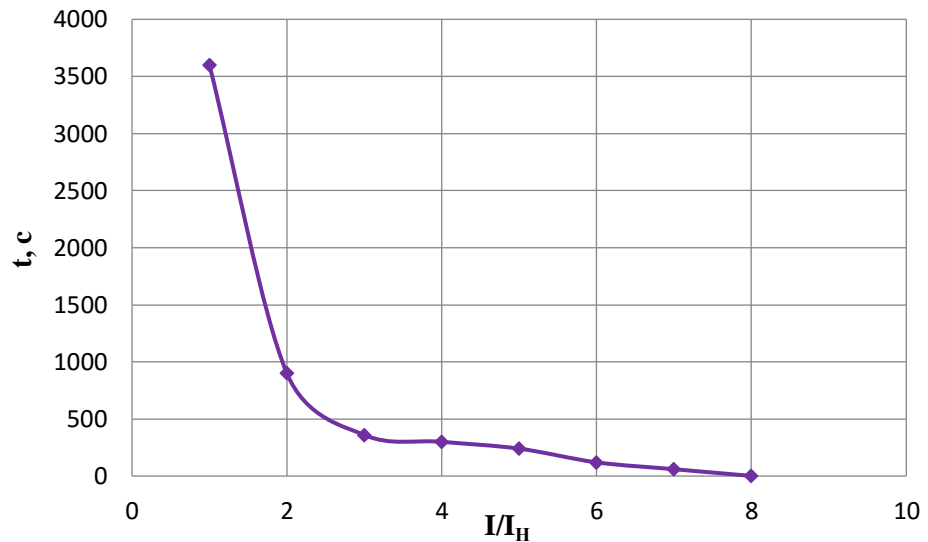


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.31)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.32)$$

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.

### 5.7 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 Тимптонской ГЭС – Нижний Куранах:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 23,28 + \frac{0,8}{5} \cdot 41,97 = 25,34 \text{ Ом}, \quad (5.33)$$

где  $K_T$  – коэффициент распределения,  $K_T = 5$ ;

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

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{41,31^2 + 7,38^2} = 41,97 \text{ Ом} \quad (5.34)$$

$$Z_T = \frac{U_k \% \cdot U_6^2}{S_{НОМ,Т}} = \frac{0,11 \cdot 230^2}{250} = 23,28 \text{ Ом}. \quad (5.35)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{236}{250} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{236}{230^2} \cdot 41,97 = 0,11,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,11 \cdot 1,05 = 0,12 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где  $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{236} = 1,05$ .

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{ТН}}} = 0,12 \cdot \frac{\frac{10000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 1,51 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

Принимаем уставку  $Z_1 = 1,51 \text{ Ом}$ .

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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15,75 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8651} = 1,05 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{1,42} = 3,33, \quad (5.39)$$

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

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

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{Ф}}} = \frac{0,95 \cdot 1}{3,33} = 0,29 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 3,33} = 0,27, \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 74,34^\circ$ .  
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{C ЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,29}{1,1} = 0,26 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$Z_{\text{C ЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,26 \cdot \frac{15,75^2}{236} = 0,27 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{C ЗII}} = \frac{Z_{\text{C.ЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{TН}}} = \frac{0,27 \cdot 10000 / 5}{15750 / 100} = 3,47 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

Принимаем уставку  $Z_{\text{II}} = 3,47 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,18 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,42 \text{ Ом}$ .

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.

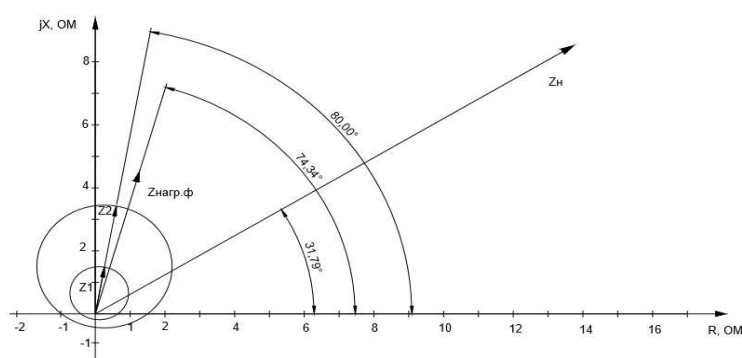


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защит

## 5.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.45)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.46)$$

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

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

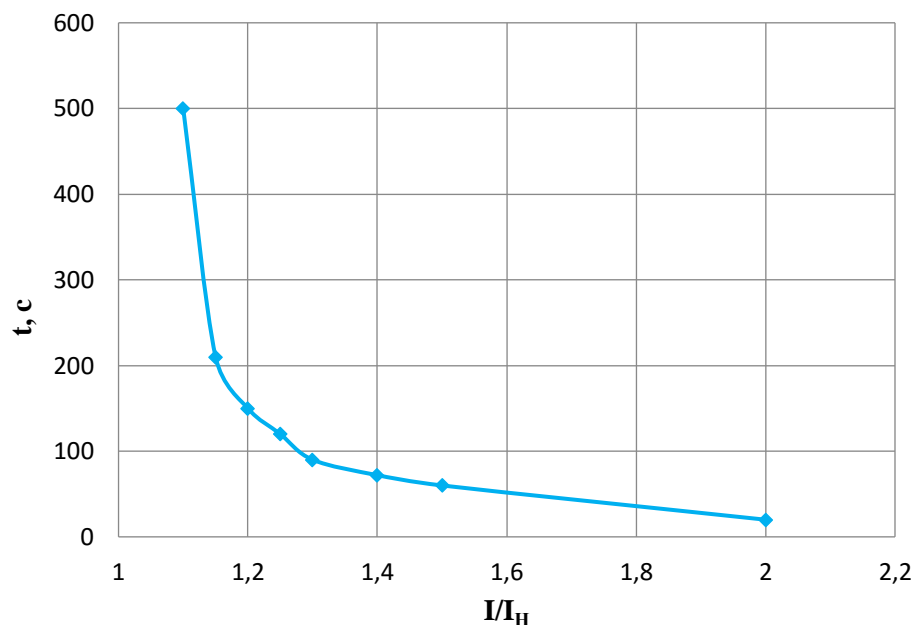


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора



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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.47)$$

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

### **5.9 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, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины REG630 производства АВВ.

REG630 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

## 6 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений

### 6.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

где  $h_{\text{run}1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;

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

$a$  – конструктивный запас,  $a = 0,8$  м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{\text{set}})} \cdot \cos \alpha_w \quad (6.3)$$

где  $v = 20$  м/с – расчетная скорость ветра;

$K_w$  – коэффициент, принимаемый по таблице 6.1;

$L$  – длина разгона волны;

$\alpha_w$  – угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, принимаем равным 0 градусов;

$d$  – условная расчётная глубина водохранилища перед плотиной.

Методом последовательных приближений, величине  $\Delta h_{\text{set}}$  находящейся в знаменателе, присваивается нулевое значение.

Таблица 6.1 - Расчётные характеристики ветра

Параметр	Значение				
$V_w$ м/с	10	20	30	40	50
$K_w \cdot 10^{-6}$	1,2	2,1	3	3,9	4,8

Для скорости ветра  $V_w = 20$  м/с принимаем  $K_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$

Длина разгона:  $L = 25$  км.

Условная расчётная глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{445 - 339}{2} = 53 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Таким образом, высота волнового разгона равна по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 25000}{9,81 \cdot 53} \cdot \cos 0^\circ = 0,04 \text{ м.}$$

С помощью метода приближённых итераций:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 25000}{9,81 \cdot (53 + 0,5 \cdot 0,04)} \cdot \cos 0^\circ = 0,04 \text{ м.}$$

Рассчитываются составляющие формулы высоты наката на откос волн обеспеченностью 1% :

Найдем безразмерные величины  $\frac{gt}{v}$ ,  $\frac{gL}{v^2}$ :

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 25000}{20^2} = 613,13, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{20} = 10594,8. \quad (6.6)$$

где  $t$  - время разгона волны, принимается 6 часов

Все безразмерные величины и отношения взяты из СНиП 2.06.04-82:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,038,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 2,5,$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,12,$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 5,2.$$

Выбираем наименьшие значения и определяем  $\bar{h}$  и  $\bar{T}$ .

$$\bar{h} = \frac{0,038 \cdot v^2}{g} = \frac{0,038 \cdot 20^2}{9,81} = 1,24 \text{ м,} \quad (6.7)$$

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot v}{g} = \frac{2,5 \cdot 20}{9,81} = 5,1 \text{ с.} \quad (6.8)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi}, \quad (6.9)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{5,1^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 40,58 \text{ м.}$$

Проверка на глубоководность:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d.$$

$$53 \text{ м} > 20,29 \text{ м}.$$

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h}, \quad (6.10)$$

$$h_{1\%} = 1,12 \cdot 1,24 = 1,4 \text{ м},$$

где  $k_i$ - коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{v^2}$ ,  
 $k_i = 1,12$ .

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}. \quad (6.11)$$

$$h_{run1\%} = 1 \cdot 0,85 \cdot 1,1 \cdot 1,5 \cdot 1,4 = 2,01 \text{ м}.$$

где  $k_r$  и  $k_p$ -коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса,

$$k_r = 1, \quad k_p = 0,85; \quad k_{sp} = 1,5; \quad k_{run} = 1,4.$$

Коэффициенты приняты для каменно-набросной плотины с заложением верхового и низового откоса  $m=2$ , крепления верхового откоса крупным камнем.

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе определяется по формуле (6.2):

$$h_s = 2,01 + 0,04 + 0,8 = 2,85 \text{ м}.$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем по формуле (6.1):

$$\nabla_{ГГП} = 445 + 2,85 = 447,85 \text{ м}.$$

## 6.2 Гидравлический расчёт плотины и НБ

### 6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Исходные данные для расчёта водосливной плотины представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Исходные данные для расчета

Q0.01%, м <sup>3</sup> /с	Q 0.1% м <sup>3</sup> /с	Отметка дна, м	Q агрегата м <sup>3</sup> /с	НПУ, м	ФПУ, м	УНБ,м Q <sub>0.1%</sub> =2748 м <sup>3</sup> /с
3051	2748	339	222	445	446	350,63

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчётного случая, затем их число подлежит проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для основного случая надлежит выполнять при НПУ всеми пропускными сооружениями.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p.осн} = Q_{осн.max} - (n - 1) \cdot Q_{ГА}. \quad (6.12)$$

$$Q_{p.осн} = 2748 - (4 - 1) \cdot 228 = 2064 \text{ м}^3/\text{с}.$$

где: n – количество проектируемых ГА

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ}, \quad (6.13)$$

$$q_p = 5 \cdot 11,63 = 58,15 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.14)$$

$$q_B = 1,25 \cdot 58,15 = 72,69 \text{ м}^2/\text{с},$$

где  $h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дна} = 350,63 - 339 = 11,63\text{м}$  – глубина воды в НБ, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{осн.max}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$  – неразмывающая скорость для скалы.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.осн}}{q_B}, \quad (6.15)$$

$$B = \frac{2064}{72,69} = 28,4 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.  $B = 32\text{м}$ . Принимаем  $n = 2$  количество пролетов по 16 метров.

## 6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{расч}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.16)$$

$$H_{01} = \left( \frac{2064}{0,49 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,59 \text{ м.}$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода, для профиля типа А.

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{расч}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.17)$$

$$H_{02} = \left( \frac{2064}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,17 \text{ м,}$$

где  $\sigma_{сж}$  - коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле (6.18);

$\sigma_n$  - коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и принимаем  $\sigma_n = 1,0$ .

При наличии отдельного устоя между водосливной плотиной и зданием ГЭС с одной стороны плотины и берегового устоя с другой стороны коэффициент бокового сжатия определяется как:

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.18)$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9,59}{16} = 0,92,$$

где  $\varepsilon_0 = 0,7$  - коэффициент, учитывающий форму быков в плане – принимаем округлую форму для уменьшения сопротивления потоку.

Геометрический напор на водосливе:

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.19)$$

где  $\alpha = 1,0 - 1,1$  – коэффициент Кориолиса, принимаем 1,1;

$v_0 = \frac{Q_{расч}}{\omega}$  - скорость в живом сечении перед плотиной, м<sup>2</sup>/с;

$\omega$  - площадь живого сечения (с учетом бычков), определяется по формуле (6.20):

$$\omega = (\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна}) (B + (n - 1) \cdot \delta_B), \quad (6.20)$$

где  $\delta_B$  – толщина быка. Находим толщину быка по Березинскому  $\delta_B = 0,14 \cdot b = 2,24$  м, принимаем разрезной бык  $\delta_B = 3$  м.

Находим скорость в живом сечении:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1) \delta_B)}, \quad (6.21)$$

$$v_0 = \frac{2064}{(445 - 339) \cdot (32 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,56 \text{ м/с.}$$

По формуле (6.19) определяем геометрический напор на водосливе:

$$H_B = 10,17 - \frac{1,1 \cdot 0,56^2}{2 \cdot 9,81} = 10,15 \text{ м.}$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду,  $H_{ст} = 12$  м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{ст} = 445 - 12 = 433 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 433 + 1,6 \cdot 12 = 446,98 \text{ м,} \quad (6.23)$$

$$\nabla\text{ГГП} = 447,85 \text{ м.}$$

Выбираем наибольшее значение

$$\nabla\text{ГГП} = 447,85 \text{ м.}$$

Окончательная  $\nabla\text{ГП} = 448$  м.

### 6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_{р.пов} = Q_{max.пов} - n \cdot Q_{агр}, \quad (6.24)$$

$$Q_{p.пов} = 3051 - 4 \cdot 228 = 2139 \text{ м}^3/\text{с},$$

где:  $n$  – количество проектируемых ГА ;

$Q_{max.пов}$  - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений.

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left( \frac{Q_{max.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.25)$$

$$H_{01пов} = \left( \frac{2139}{0,49 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,83 \text{ м.}$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02пов} = \left( \frac{Q_{max.пов}}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}}, \quad (6.26)$$

$$H_{02пов} = \left( \frac{2139}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 32 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,12 \text{ м.}$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01пов}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9,83}{16} = 0,96. \quad (6.27)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$v_{0пов} = \frac{Q_{max.пов}}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n-1)\delta_B)}, \quad (6.28)$$

$$v_{0пов} = \frac{2139}{(446 - 339) \cdot (32 + (2-1) \cdot 3)} = 0,57 \text{ м/с.}$$

где  $\nabla_{ФПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимаем равной 446м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{пов} = H_{02пов} - \frac{\alpha \cdot v_{0пов}^2}{2 \cdot g} = 10,12 - \frac{1,1 \cdot 0,57^2}{2 \cdot 9,81} = 10,1 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:



$$\nabla\Phi_{\text{ПУ}_p} = \nabla\Gamma_B + H_{\text{пов}} = 433 + 10,1 = 443,1 \text{ м} < 446\text{м}. \quad (6.30)$$

### 6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля плотины производят по схеме, приведенной на рисунке 6.1. По проектному напору  $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$  определяем координаты оголовка водослива [15]. Полученные координаты заносим в таблицу 6.3. Табличные координаты  $x$  и  $y$  умножают на  $H_{\text{ст}}$  и строят кривую А-В, как показано на рисунке 6.1.

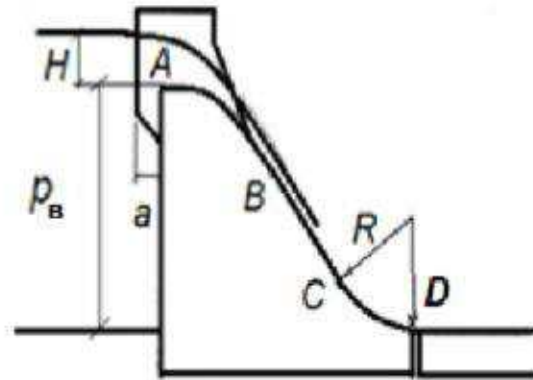


Рисунок 6.1 Схема построения профиля водосливной грани

Таблица 6.3 - Данные для построения профиля плотины

Номер точки	$x$	$y$	$x^*$	$y^*$
1	0,0	0,126	0,0	1,51
2	0,1	0,036	1,2	0,43
3	0,2	0,007	2,4	0,08
4	0,3	0,000	3,6	0,00
5	0,4	0,006	4,8	0,07
6	0,5	0,027	6,0	0,32
7	0,6	0,060	7,2	0,72
8	0,7	0,100	8,4	1,20
9	0,8	0,140	9,6	1,68
10	0,9	0,198	10,8	2,38
11	1,0	0,256	12,0	3,07
12	1,1	0,321	13,2	3,85
13	1,2	0,394	14,4	4,73
14	1,3	0,475	15,6	5,70
15	1,4	0,564	16,8	6,77
16	1,5	0,661	18,0	7,93
17	1,6	0,764	19,2	9,17
18	1,7	0,873	20,4	10,48

### Окончание таблицы 6.3

Номер точки	$x$	$y$	$x^*$	$y^*$
19	1,8	0,987	21,6	11,84
20	1,9	1,108	22,8	13,30
21	2,0	1,235	24,0	14,82
22	2,1	1,369	25,2	16,43
23	2,2	1,508	26,4	18,10
24	2,3	1,653	27,6	19,84
25	2,4	1,815	28,8	21,78
26	2,5	1,960	30,0	23,52
27	2,6	2,122	31,2	25,46
28	2,7	2,289	32,4	27,47
29	2,8	2,462	33,6	29,54
30	2,9	2,630	34,8	31,56
31	3,0	2,824	36,0	33,89
32	3,1	3,013	37,2	36,16
33	3,2	3,207	38,4	38,48
34	3,3	3,405	39,6	40,86
35	3,4	3,609	40,8	43,31
36	3,5	3,818	42,0	45,82
37	3,6	4,031	43,2	48,37
38	3,7	4,249	44,4	50,99
39	3,8	4,471	45,6	53,65
40	3,9	4,698	46,8	56,38
41	4,0	4,938	48,0	59,26

### 6.2.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в сжатом сечении.

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины  $h''_c$  и бытовой глубины  $h_{НБ}$  устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов;

- $h''_c > h_{НБ}$  – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
- $h''_c = h_{НБ}$  – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
- $h''_c < h_{НБ}$  – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Определим параметры гидравлического прыжка.

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_{р.осн}^2}{(B+(n-1)\delta_B)^2 g}} \quad (6.31)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2064^2}{(32+(2-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 7,31 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 445,0 - 339,0 = 106 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{106}{7,31} = 14,51. \quad (6.33)$$

По графику Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi$  и  $\xi_{T_0}$  определим  $\xi_c$  и  $\xi''_c$ :

$$\xi_c = 0,22,$$

$$\xi''_c = 3.$$

Первая и вторая сопряженные глубины равны, соответственно:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,22 \cdot 7,31 = 1,61 \text{ м,} \quad (6.34)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 3 \cdot 7,31 = 21,92 \text{ м,} \quad (6.35)$$

$$h_{НБ} = 11,63 \text{ м,}$$

$$21,92 > 11,63.$$

Получили  $h''_c > h_{НБ}$ , следовательно, имеем отогнанный прыжок.

Как правило, отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо погасить часть избыточной энергии с помощью специальных устройств- гасителей энергии.

### 6.2.6 Расчёт носка-трамплина и отлёта дальности струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляют способом свободно отброшенной струи.

Дальность отлёта струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа можно вычислить по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{z_0}{z_H} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right). \quad (6.36)$$

где  $k_a$ -коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ$ -угол схода струи с трамплина;

$\varphi$ -коэффициент скорости потока [1, таблица 9-10].

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 445 - 351,51 = 93,49 \text{ м}, \quad (6.37)$$

$$Z_H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 445 - 356,51 = 88,49 \text{ м}. \quad (6.38)$$

где  $\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{НБ}} + a = 351,51 + 5 = 356,51 \text{ м}$ ;

$a$  - конструктивный запас равный 5 м.

Коэффициент аэрации  $k_a$  можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{37,50^2}{9,81 \cdot 1,72} = 83,35, \quad (6.39)$$

где  $v_H$ -скорость потока на носке;

$h_H$ -высота потока на носке.

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 88,49} = 37,50 \text{ м/с}, \quad (6.40)$$

$$h_H = \frac{q}{v_H} = \frac{64,50}{37,50} = 1,72 \text{ м}, \quad (6.41)$$

$$q = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{B} = \frac{2064}{32} = 64,50 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.42)$$

где  $q$ -удельный расход на водосливе.

Так как коэффициент Фруда  $> 35$ , то принимаем коэффициент аэрации

$k_a = 0,8$ .

Зная необходимые величины найдем дальность отлёта струи по формуле (6.36):

$$L = 0,8 \cdot 88,49 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \left( 1 + \sqrt{1 + \left( \frac{93,49}{88,49} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 99,75 \text{ м}.$$

Безопасное расстояние отлёта струи для плотины на основании из прочной скалы составляет  $L > 0,4 \cdot z_0$ . Следовательно  $99,75 \text{ м} > 37,4 \text{ м}$ .

Глубину ямы размыва вычисляем по формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 42,33 - 11,63 = 30,70 \text{ м}, \quad (6.43)$$

где  $t$  определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{НБ}}{d}} \cdot h_H, \quad (6.44)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{83,35}) \cdot \sqrt{83,35} \cdot \sqrt[4]{\frac{11,63}{1}} \cdot 1,72 = 42,33 \text{ м},$$

где  $d$ -средняя крупность отдельностей в скале, принимаем равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1} = 99,75 + \frac{42,33}{0,68} = 162,39 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где  $\alpha_1$ -угол входа струи в воду,

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.46)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{0,33 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,72 \cdot 0,866 + 17,51 - 11,63)}{37,50^2 \cdot 0,866^2}} = 0,68.$$

где  $a$ -высота уступа над дном, равная  $a = \nabla_{носка} - \nabla_{дна} = 356,51 - 339 = 17,51$  м.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывтого русла:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 7,31 + 3,7 \cdot 30,70 = 131,85 \text{ м}. \quad (6.47)$$

## 6.3 Конструирование плотины

### 6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}} \quad (6.48)$$

где  $\alpha_1$  - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$\rho_b$  и  $\rho_w$  – плотности бетона и воды соответственно.

Высота плотины  $h$  равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 445 - 337 = 108 \text{ м.} \quad (6.49)$$

где  $\nabla_{\text{ПОД}} = \nabla_{\text{ДНА}} - 2 = 339 - 2 = 337$  м, 2 м толщина слоя грунта, удаляемого при подготовке грунта.

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)} \quad (6.50)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

$\text{tg}\varphi=0,7$ .

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

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

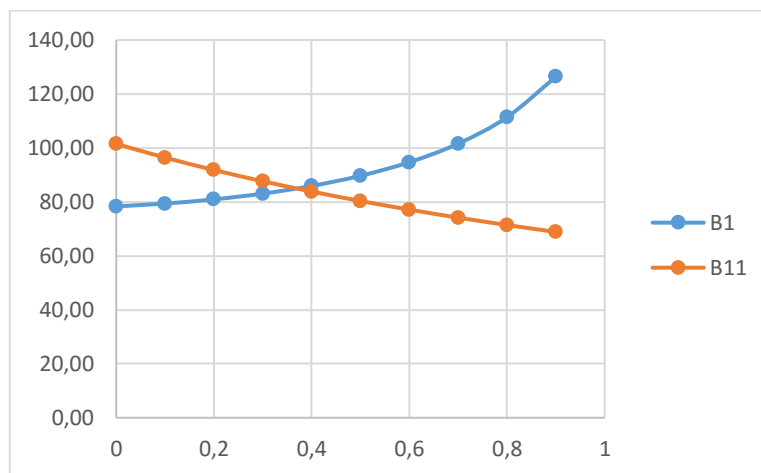


Рисунок 6.2 - Пересечение кривых  $B_n^I = f(n)$  и  $B_n^{II} = f(n)$

Графики пересекаются в точке  $n = 0,371$  и  $B_{\text{п}} = 85$  м.

Уточним значение ширины подошвы исходя из условий устойчивости по формуле (6.48):

$$B_n^I = \frac{108}{\sqrt{\frac{2400}{1000}(1-0,371)+0,371 \cdot (2-0,371)-0,5}} = 85,01 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем ширину подошвы водосливной плотины  $B_{\text{п}} = 86 \text{ м.}$

### **6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами**

Бетонная плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными

Расстояние меж секционными швами 19 м.

Температурные швы для плотин на скальном основании следует принимать шириной 0,56 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

### **6.3.3 Быки**

Разрезной бык состоит из двух полу быков. Толщину быка принимаем 3 м. Расстояние между пазами ремонтного и рабочего затвора 1,25 м. Размеры пазов ремонтного затвора 2,5 м и рабочего затвора 3 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

### **6.3.4 Устои**

Устраиваем разделительные устои, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины и от здания ГЭС. Сопряжение осуществляется за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую плотину. Откосы грунтовой плотины частично закрывают напорную и низовую грани этой части бетонной плотины

### **6.3.5 Элементы подземного контура плотины**

Для бетонных водосбросных плотин на скальном основании устраиваем следующие противофильтрационные устройства: противофильтрационные завесы, дренажи в основании.

Противофильтрационные завесы:

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.3.

Геометрические данные цем. завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.51)$$

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

$$l_1 = 0,06 \cdot 86 = 5,16 \text{ м.}$$

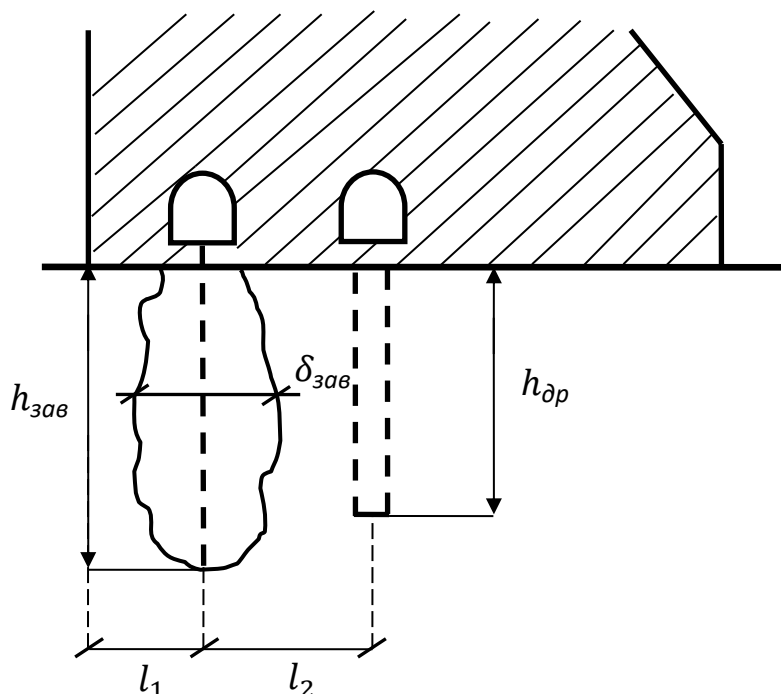


Рисунок 6.3 - Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,7 \cdot 102,57 = 71,79 \text{ м.} \quad (6.52)$$

где  $H_{\text{max}}$  - максимальный напор.

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 445 - 342,43 = 102,57 \text{ м.} \quad (6.53)$$

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

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_h, \quad (6.54)$$

где  $\Delta H$  – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$  – критический градиент для завесы;

$\gamma_h = 1,25$  – коэффициент надёжности.

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 102,57 - 41,03 = 61,51 \text{ м.} \quad (6.55)$$



где  $H_t, H_{as}$  - геометрические параметры эпюры фильтрации.

Таким образом по формуле (6.54):

$$\delta_{зав} = \frac{61,51}{15} \cdot 1,25 = 5,13 \text{ м.}$$

### 6.3.6 Дренажные устройства в основании

Выполняем вертикальный дренаж диаметром 250 мм с шагом 2 м.

Глубина скважин:

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 71,79 = 43,08 \text{ м.} \quad (6.56)$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимаем равным  $l_2 = 6$  м.

### 6.3.7 Дренаж тела бетонной плотины

Предусматриваем вдоль напорной грани устройство дренажа в виде вертикальных скважин(дрен), имеющих выходы в продольные галереи. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см. Расстояние между осями дрен 3 м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

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

$$a_{др} = \frac{102,57 \cdot 1,25}{25} = 5,13 \text{ м,}$$

$$a_{др} \geq 5,13 \text{ м.}$$

где  $H_d = 102,57$  м-напор под расчётным сечением;

$\gamma_n = 1,25$ -коэффициент надёжности по ответственности сооружения;

$I_{кр.м} = 25$ -критический средний градиент напора.

### 6.3.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые Галереи расположены через 15 м во высоте размером 2х3 м. Одна из продольных галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального

дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х4 м.

#### 6.4 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 отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

##### 6.4.1 Вес сооружения

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

$$S_{пл} = 4796,75 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{4796,75 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 3} = 95102,89 \text{ кН/м}, \quad (6.58)$$

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

$b$  - ширина пролета;

$\delta_b$  - толщина быка;

$\rho_b$  - плотность бетона.

Вес быка:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot \rho_b \cdot g}{b + \delta_b} = \frac{5664,61 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{16 + 3} = 21058,04 \text{ кН/м}. \quad (6.59)$$

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g. \quad (6.60)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (446 - 433 + 0,5) \cdot 16 = 216 \text{ м}^2. \quad (6.61)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 216 \cdot \sqrt{216} \cdot 9,81 = 1712,82 \text{ Кн.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м длины секции:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{1712,82}{16} = 107,05 \text{ кН/м.} \quad (6.62)$$

#### 6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 108^2}{2} = 57211,92 \text{ кН/м,} \quad (6.63)$$

где  $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 445 - (339 - 2) = 108 \text{ м;}$

– с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,43^2}{2} = 144,62 \text{ кН/м,} \quad (6.64)$$

где  $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД} = 342,43 - (339 - 2) = 5,43 \text{ м;}$

#### 6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot g \cdot \rho_w = 466,98 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 4581,07 \text{ кН/м.} \quad (6.65)$$

#### 6.4.4 Сила фильтрационного давления

Фильтрация на скальном основании принимается по [6].

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

$$H_t = 5,43 \text{ м,}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 102,57 = 47,03 \text{ м,}$$

$$H_u = 108 \text{ м,}$$

$$H_d = 102,57 \text{ м,}$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 102,57 = 20,51 \text{ м.}$$

Фильтрационное давление:

$$W_{\phi} = S_{\text{ЭП}} \cdot g \cdot \rho_w = 1322,59 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 12974,67 \text{ кН/м.} \quad (6.66)$$

#### 6.4.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.67)$$

$$p_H = 10 \cdot 3 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 14,69 \text{ кН/м}^2,$$

где  $\gamma_H$  10 кН/м<sup>3</sup> - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ;

$h_H=3$  м- толщина слоя наносов;

$\varphi_H=20^\circ$  - угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п. м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{14,69 \cdot 3}{2} = 22,03 \text{ кН.} \quad (6.68)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа:

$$p_{a1} = \gamma_{\text{Гр}}^{\text{ВЗВ}} \cdot h_{\text{Гр}} \cdot tg^2(45 - \varphi_{\text{Гр}}/2) - 2 \cdot c_{\text{Гр}} \cdot tg(45 - \varphi_{\text{Гр}}/2), \quad (6.69)$$

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{\text{Гр}}^{\text{ВЗВ}} = \gamma_{\text{Гр}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_{\text{В}}, \quad (6.70)$$

$$\gamma_{\text{Гр}}^{\text{ВЗВ}} = 25 - (1 - 0,09) \cdot 10 = 15,9 \text{ кН/м}^3,$$

где  $\gamma_{\text{Гр}}$  - удельный вес сухого грунта (для крепкого известняка 25);

$n_0$  - пористость сухого грунта (для крепкого известняка 0,09);

$\gamma_{\text{В}}$  - удельный вес воды.

Определим активное давление грунта по формуле (6.69):

$$p_{a1} = 15,9 \cdot 2 \cdot tg^2(45 - 35/2) - 2 \cdot 100 \cdot tg(45 - 35/2) = -95,44 \text{ кН/м}^2.$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной  $h_{\text{Гр}}$ , где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p_{a2} = (h_H \cdot \gamma_H + h_{\text{Гр}} \cdot \gamma_{\text{Гр}}^{\text{ВЗВ}}) \cdot tg^2(45 - \varphi_{\text{Гр}}/2) - 2 \cdot c \cdot tg(45 - \varphi_{\text{Гр}}/2) \quad (6.71)$$

$$p_{a2} = (3 \cdot 10 + 2 \cdot 15,9) \cdot \operatorname{tg}^2(45 - 35/2) - 2 \cdot 100 \cdot \operatorname{tg}(45 - (35/2)) = -87,32 \text{ кН/м}^2.$$

Следовательно:

$$E_a = \frac{P_{a1} + P_{a2}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{-95,44 - 87,32}{2} \cdot 2 = -182,77 \text{ кН.} \quad (6.72)$$

В следствии большого сцепления активное давление грунта на плотину отсутствует. В дальнейшем расчёте не учитываем.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа определяют по формуле:

$$p_{\text{п}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} \cdot \operatorname{tg}^2(45 + \varphi_{\text{гр}}/2) + 2 \cdot c_{\text{гр}} \cdot \operatorname{tg}(45 + \varphi_{\text{гр}}/2), \quad (6.73)$$

$$p_{\text{п}} = 15,9 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2(45 + 35/2) + 2 \cdot 100 \cdot \operatorname{tg}(45 + 35/2) = 500,71 \text{ кН/м}^2.$$

$$E_{\text{п}} = \frac{1}{2} \cdot p_{\text{п}} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{1}{2} \cdot 500,71 \cdot 2 = 500,71 \text{ кН/м}^2. \quad (6.74)$$

#### 6.4.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А. Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.75)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3,32^2}{40,58} = 0,85 \text{ м;} \quad (6.76)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,32 \left( \frac{40,58}{3,14} + \frac{0,85}{2} \right) = 217,11 \text{ кН/м.}$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя ВБ:

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{40,58}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 3,32 = 5,22 \text{ м.} \quad (6.77)$$

Плечо силы относительно оси вращения моментов:

$$\gamma_{\text{волн}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} - \gamma_c = 445 - (339 - 2) - 5,22 = 102,78 \text{ м.} \quad (6.78)$$

## 6.5 Расчёт прочности плотины

### 6.5.1 Определение напряжений

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

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

Для удобства расчёта составляется таблица 6.4, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке [9].

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad. Сбор нагрузок представлен в приложении А.

Таблица 6.4 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Сила, кН	Сила * $\gamma_f$ , кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_v$	1,0	→	57211,92	57211,92	36	2059629,12
$T_n$	1,0	←	144,62	144,62	-1,14	-164,87
$G_б$	0,95	↓	21058,04	20005,14	-16,03	-320682,34
$G_{пл}$	0,95	↓	95102,89	90347,75	-12,95	-1170003,3
$W_{взв}$	1,0	↑	4581,07	4581,07	0	0
$W_{ф}$	1,0	↑	12974,61	12974,61	20,34	263903,52
$E_n$	1,2	→	22,03	26,44	3	79,32
$E_{пл}$	0,8	←	500,71	400,57	0,68	272,39
$W_{волн}$	1,0	→	217,11	217,11	100,37	21791,00
$q_з$	0,9	↓	107,05	96,35	-36,4	-34507,00
$\Sigma M$			851220,94			

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma^u_y = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2}, \quad (6.79)$$

$$\sigma^u_y = -\frac{93294,11}{86} + \frac{6 \cdot 851317,84}{86^2} = -394,26 \text{ кН/м}^2,$$

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

$$N = 21058,04 + 90347,75 - 4581,07 - 12974,61 + 96,35 + 400,57 = 93294,11 \text{ кН.}$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.80)$$

где  $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 445 - 337 = 108 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

По формуле (6.80) определяем:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -394,26 \cdot 0 - 10 \cdot 108 \cdot (1 - 0) = -1080 \text{ кН/м}^2,$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.81)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2, \quad (6.82)$$

$$\sigma_1^u = -394,26 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 108 \cdot 0 = -394,26 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 108 = -1080 \text{ кН/м}^2. \quad (6.83)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{93294,11}{86} - \frac{6 \cdot 851317,84}{86^2} = -1775,37 \text{ кН/м}^2, \quad (6.84)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.85)$$

$$\sigma_x^t = -1775,37 \cdot 0,78 - 10 \cdot 5,43 \cdot (1 - 0,78^2) = -1407,31 \text{ кН/м}^2,$$

где  $m_t = \text{tg } \alpha_2$ ,  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью,  $\text{tg } 38 = 0,78$ .

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ГЭС}}) - \nabla \text{ПОД} = 342,43 - 337 = 5,43 \text{ м}$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t, \quad (6.86)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 5,43 - 1775,37) \cdot 0,78 = 1428,50 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 5,43 = -54,3 \text{ кН/м}^2; \quad (6.87)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2; \quad (6.88)$$

$$\sigma_3^t = -1775,37 \cdot (1 + 0,78^2) + 10 \cdot 5,43 \cdot 0,78^2 = -2824,46 \text{ кН/м}^2;$$

Расчёт краевых напряжений сведены в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 - Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-394,26	-1775,37
$\sigma_x$	-1080	-1407,31
$\tau_{xy}$	0	1428,50
$\sigma_1$	-394,26	-54,3
$\sigma_3$	-1080	-2824,46

### 6.5.2 Критерии прочности плотины

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

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.89)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок  $\gamma_{lc} = 1$ ;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы  $\gamma_{cd} = 1$ ;

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 2824,46}{1}.$$

Таким образом, принимается бетон класса В7,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 4500 \text{ кН/м}^2$ ,

$$4500 \text{ кН/м}^2 \geq 3530,58 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma'_y < 0,$$

$$-394,26 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

- 3) В зоне верховой грани плотины:



$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u, \quad (6.90)$$

$$394,26 \geq 270 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

## 6.6 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.91)$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{ф} + Q_3 + E_{п}) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega, \quad (6.92)$$

$$R = (90347,75 + 20005,14 - 4581,07 - 12974,61 + 96,35 + 400,57) \cdot 0,7 + 100 \cdot 86 = 73905,88 \text{ кН/м},$$

где  $\operatorname{tg} \varphi = 0,7$  – внутреннее трение для грунта основания (крепкий известняк);

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

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 86 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H, \quad (6.93)$$

$$F = 57211,92 - 144,62 + 217,11 + 26,44 = 57310,84 \text{ кН/м}.$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{73905,88 \cdot 1}{57310,84 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$$1,29 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

## 7 Технико-экономические показатели

### 7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии- это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке.

Электрическая энергия — это уникальный товар, так как она не может быть накоплена, в каждый момент времени должен осуществляться баланс энергии в энергосистеме в связи с этим, ее реализация происходит по факту потребления, что потребовало к разделению рынка электроэнергии на такие составляющие как: «Рынок регулируемых договоров», «Рынок на сутки вперед» и «Балансирующий рынок». В таблице 7.1 представлена оценка продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	720,00	720,00	720,00	720,00
Число часов использования установленной мощности	4200,00	4 200,00	4 200,00	4 200,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2,00	2,00	2,00	2,00
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт*ч	5040,00	5040,00	5040,00	5040,00
Выработка электроэнергии, МВт*ч	3 024 000,00	3 024 000,00	3 024 000,00	3 024 000,00
Объем реализации электроэнергии, МВт*ч	3 018 960,00	3 018 960,00	3 018 960,00	3 018 960,00
Тариф на электроэнергию, руб./МВт*ч	1007,00	1 042,00	1 077,00	1 110,00
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	253 341, 06	262 146, 36	270 951, 66	279 253, 80
НДС к выручке, тыс.руб.	38 645, 24	39 988, 43	41 331, 61	42 598, 04

Выручка растет, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

### 7.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.17 г. №9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;

- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2017 года представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	255,2	183 744, 00
Прочие расходы	274,0	197 280, 00
Итого	529,2	381 024, 00

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов (таблица 7.3).

Таблица 7.3 - Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина	%
От 1 до 5 лет	0,04	
От 6 до 15 лет	0,06	
От 16 до 25	0,08	

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2017 года (табл. 7.4).

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	97 473,600
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб./МВт*ч	6 824,217
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб./МВт*ч	1 978,214
Итого		106 276,032

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Тимптон, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2020г. по 2024г. приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Миллион рублей					
Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	580,18	582,59	582,59	582,59	582,59
Расходы на страхование	119,35	114,00	108,41	102,82	97,22
Эксплуатационные затраты	381,02	381,02	381,02	381,02	381,02
Расходы на ремонт производственных фондов	59,68	57,00	54,20	77,11	72,92
Расходы на услуги регулирующих компаний	106,28	106,28	106,28	106,28	106,28
Налог на воду	27,37	29,86	29,86	29,86	29,86
Итого	1273,89	1270,75	1262,36	1279,68	1269,89

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.

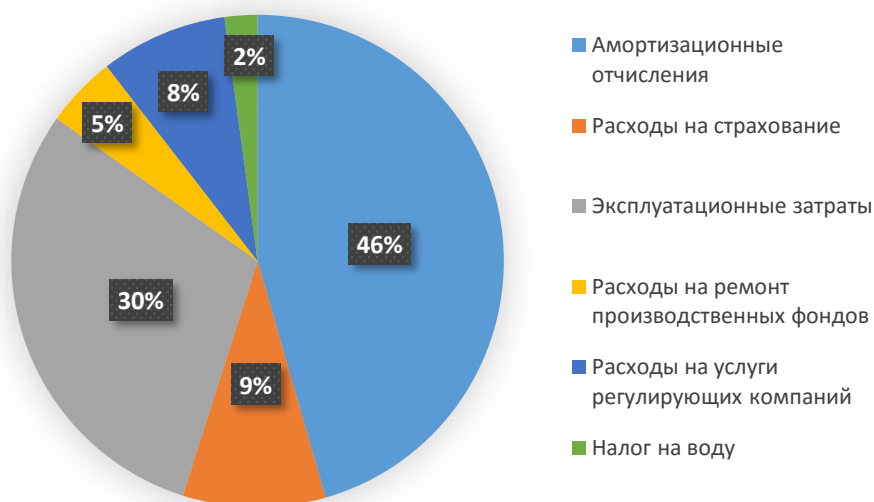


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учитываем следующие налоги:

- НДС - 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды - 34 % от фонда оплаты труда;

- налог на имущество - 2,2 % от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч –4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 7.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Миллион рублей				
	2020	2021	2022	2023	2024
Налог на прибыль	763,40	950,36	991,16	1029,54	1067,09
НДС	596,90	1016,77	1051,18	1083,42	1114,91
Взносы в социальные фонды	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34
Налог на имущество	274,79	264,46	251,64	238,82	226,01

#### 7.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Тимптонской ГЭС является отчет об прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	5471,21	5664,85	5855,77	6033,83	6208,47
Текущие расходы, млн.руб.	1273,88	1270,75	1262,36	1279,68	1269,89
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	5441,35	5636,99	5825,91	6003,97	6178,61
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	754,99	948,24	989,15	1027,54	1065,09
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	3725,98	3808,91	3971,31	4124,61	4274,57
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Динамика суммы чистой прибыли показано на рисунке 7.2

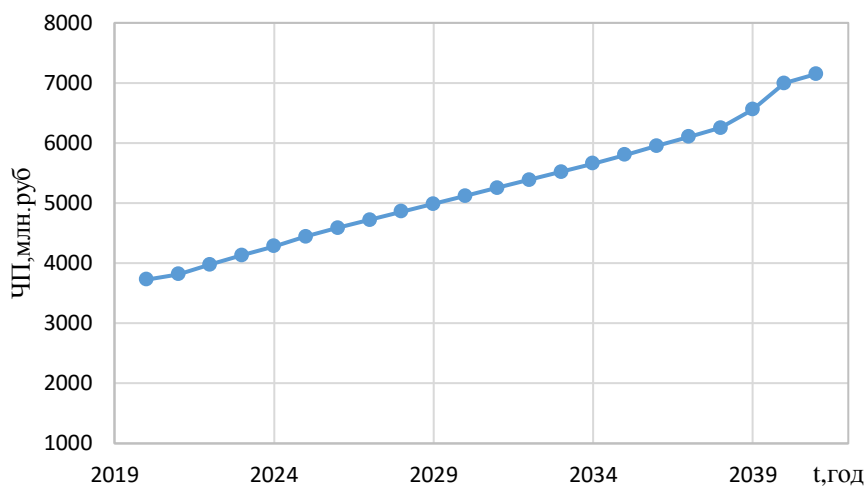


Рисунок 7.2 – Сумма чистой прибыли, млн. руб.

Прибыль растёт в соответствии с равномерным ростом цены по единым сценарным условиям РусГидро.

### 7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9).

### 7.6 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

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

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

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2041 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Тимптонской ГЭС на реке Тимптон мощностью 720 МВт составляет 20 лет;
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Тимптонской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Использование электроэнергии Тимптонской ГЭС, ЭС Якутии определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2017-2020 годов.

Рост тарифа на электроэнергию для Якутии принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

### **7.7 Показатели коммерческой эффективности проекта**

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Тимптонской ГЭС на реке Тимптон мощностью 720 МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Тимптонской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	82
Чистый приведенный доход –NPV, млн. руб.	21 134, 34
Индекс прибыльности - PI	1,99
Себестоимость, руб./кВт*ч	0,21
Удельные капиталовложения, руб./кВт	98459,72

### **7.8 Бюджетная эффективность**

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	Миллион рублей				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления	2237,94	2299,84	2357,66	2413,88	2417,77
В Федеральный бюджет	2002,21	2077,53	2148,16	2217,19	2290,90
В региональный бюджет	265,59	252,17	239,36	226,54	213,72

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

### 7.9 Анализ рисков инвестиционных проектов

Типы рисков инвестиционного проекта:

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

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски, им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности. На рисунках 7.3- 7.6 представлено изменение индекса прибыльности от изменения ставки налогов, объема инвестиций, цены сбыта и ставки дисконтирования соответственно.



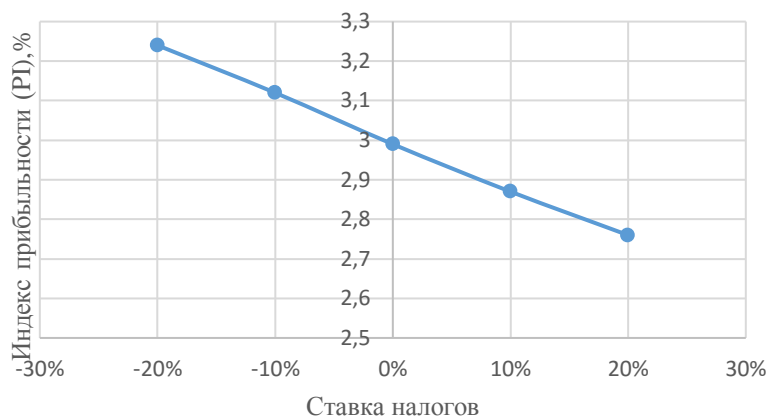


Рисунок 7.3-Изменение индекса прибыльности (PI)от изменения ставки налогов.

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения PI, уменьшение – обратный эффект.

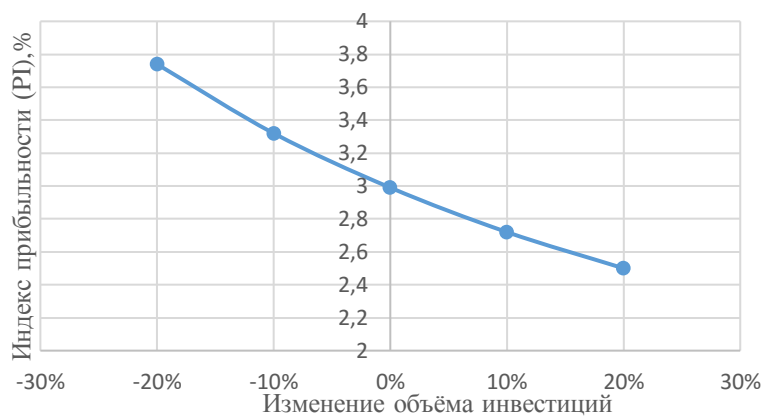


Рисунок 7.4–Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения объёма инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше PI.

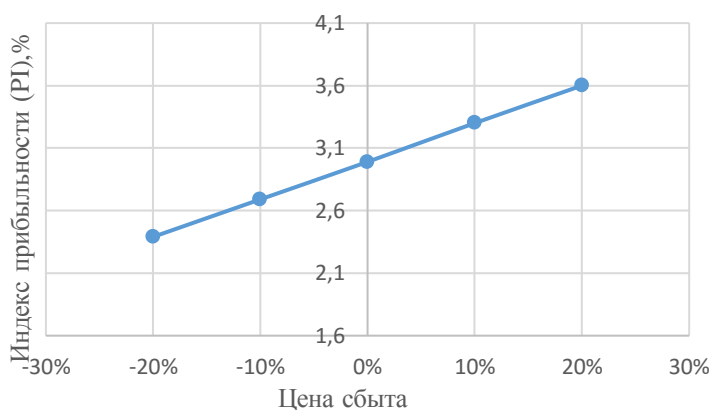


Рисунок 7.5 – Изменение индекса(PI)от изменения цены сбыта

Уменьшение цены на продукцию приводит к уменьшению индекса прибыльности, увеличение – к его росту.

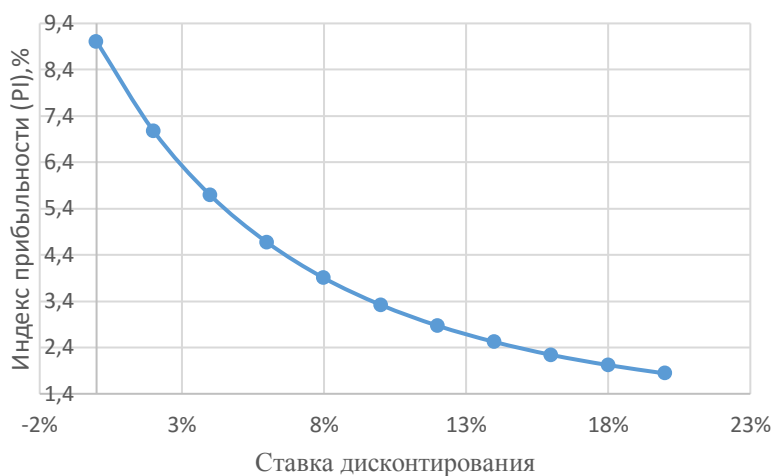


Рисунок 7.6–Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

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

- ставки дисконтирования
- цены сбыта продукции
- объема инвестиций
- ставки налогообложения

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

### **8.1 Требования по охране труда и техники безопасности**

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Забайкальской ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организует и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться должностными инструкциями. Должностная инструкция – это организационно-правовой документ, в котором определяются основные функции, обязанности, права и ответственность сотрудника организации при осуществлении им деятельности в определенной должности.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по охране труда, таких как:

- ГОСТ 12.0.230-2007 Межгосударственный стандарт «Система стандартов безопасности труда. Системы управления охраной труда. Общие требования» Приказ Ростехрегулирования от 10.07.2007 N 169-ст (ред. от 31.10.2013);
- «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» приказ министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328н (изм. на 19.02.2016 г);
- РД 153-34.0-03.301-00. - «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

На Тимптонской ГЭС должен быть организован кабинет по охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

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

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда» (изм. 27.04.2017).

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), стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки проектируемой ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены в соответствии с требованиями РД 153-34-03.205-2001 «Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций».

При расположении электроустановок с большим током замыкания на землю необходимо выполнять следующие мероприятия:

1) все прилегающие здания должны быть включены в общий контур заземления;

2) должны приниматься меры к выравниванию потенциалов внутри производственных помещений;

3) вокруг зданий на расстоянии 1 м от стен на глубине 1 м должен быть проложен проводник, соединенный с заземляющими проводниками внутри здания, а у входов и въездов в здания должно быть выполнено выравнивание потенциалов путем прокладки дополнительных полос с постепенным заглублением;

4) вокруг зданий следует устраивать асфальтированные отмостки шириной 1-1,5 м.

Так как токи короткого замыкания на землю в рассматриваемых установках имеют большие значения, должна быть обеспечена термическая стойкость заземляющих проводников. Сечения заземляющих проводников должны быть выбраны такими, чтобы при протекании по ним расчетных токов однофазных замыканий на землю температура их за время, до срабатывания основной защиты не превысила допустимой (400° С).

На Тимптонской ГЭС будут 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.

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

## **8.2 Пожарная безопасность**

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о "Пожарной безопасности", государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, в том числе, подразумевает обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Так как территория будущего гидроузла находится в малонаселенной зоне, предусматривается устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, обслуживающую как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

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

Контроль за противопожарным состоянием объекта осуществляется с помощью датчиков пожаротушения, которыми оснащаются объекты.

На генераторах проектируемой ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренчерные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике

предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах ТДЦ-250000/220.

Разработаем установку пожаротушения для четырёх трансформаторов ТДЦ-250000/220, расположенных за зданием ГЭС, с площадью защищаемой поверхности  $F_з = 180 \text{ м}^2$ .

Согласно ПУЭ, трансформаторы напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ·А и более, устанавливаемые в камерах подстанций и у зданий ГЭС оснащаются автоматическими установками пожаротушения.

АУВП трансформатора включает установку водяного пожаротушения (УВП) и систему ее автоматического управления (САУ)

УВП трансформаторов состоит из водопитателя, системы трубопроводов с отдельными секциями. Каждая секция УВП состоит из подводящего трубопровода, запорно-пускового устройства (ЗПУ) и сухо-трубной системы, состоящей из питательного трубопровода и сети распределительных трубопроводов с дренчерными оросителями.

Согласно РД 34.15.109 –91 «Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов», для защиты трансформаторов распыленной водой следует применять дренчерные оросители типа ОПДР-15 с площадью орошения  $F_о = 12 \text{ м}^2$ . Расположение оросителей должно обеспечивать орошение распыленной водой защищаемой поверхности с интенсивностью не менее  $0,2 \text{ л/с} \times \text{м}^2$ .

Минимальное количество оросителей:

$$n = F_з \cdot 0,2 / Q = 180 \cdot 0,2 / 4 = 9 \text{ шт.}, \quad (8.1)$$

где  $n$  - необходимое для тушения пожара количество оросителей [шт];

$F_з = 180 \text{ м}^2$  - защищаемая оросителями площадь поверхности;

0,2 - нормативная интенсивность орошения [ $\text{л/с} \times \text{м}^2$ ];

$Q$  - расход воды, подаваемый через ороситель, принимаем 4 л/с.

Необходимое количество оросителей определим по формуле:

$$n = \frac{F_з}{F_о} = \frac{180}{12} = 15 \text{ шт.} \quad (8.2)$$

Из полученных значений выбираем большее  $n=15$  шт.

Суммарный расход на два оросителя:

$$\sum Q = n \cdot Q = 15 \cdot 4 = 60 \text{ л/с} = 216 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,06 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (8.3)$$

Расчетное время пожаротушения одного трансформатора согласно РД 34.49.104 составляет  $t = 10$  мин. Запас воды должен обеспечивать бесперебойную работу АУВП в течение 30 минут = 1800 с.

Следовательно, общий запас воды:

$$W = \sum Q \cdot t = 0,06 \cdot 1800 = 108 \text{ м}^3. \quad (8.4)$$

Согласно РД 34.49.104: емкость водонапорного бака должна приниматься не менее  $3 \text{ м}^3$ . В данном расчете условие выполняется.

### **8.3 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Тимптонского ГУ**

#### **8.3.1 Воздействия на природную среду в строительный период**

При строительстве Тимптонского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

В данный период нарушается естественный ландшафт местности. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями – частицами песка, глины и т. п. Возможно загрязнение воды коммунально-бытовыми стоками строительного посёлка. Созданное водохранилище приводит к климатическим изменениям. В первые годы после заполнения водохранилища в нем появляется много разложившейся растительности, а "новый" грунт может резко снизить уровень кислорода в воде. Гниение органических веществ может привести к выделению огромного количества парниковых газов - метана и двуокиси углерода. Также на этапе строительства существуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, например, при сжигании топлива в ДВС автотранспорта в атмосферу поступают: диоксид и оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, керосин, бензин нефтяной. Неизбежны строительные отходы, которые должны быть утилизированы специальным образом.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- 1 Организационные:
  - 1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;
  - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
  - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно-технические:

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

### 8.3.2 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 8 22 201 01 21 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{т} \quad (8.5)$$

где N- объем бетонных работ, м<sup>3</sup>;

q-удельный норматив образования, %;

ρ- плотность бетона, т/м<sup>3</sup>.



$$M = \frac{3850000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 173250 \text{ т.}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 4 61 010 01 20 5 (ред. от 16.08.2016)):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{т} \quad (8.6)$$

где N- количество арматуры, т;

q-удельный норматив образования, %;

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup>.

$$M = \frac{90 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,8 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 173250 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,8 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

### 8.3.3 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г (изм. 13 июля 2015 г.).

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

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;

- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

### **8.3.4 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов**

Проектируемая Тимптонская ГЭС расположена на территории Республики Саха (Якутии). Плотность населения в этом районе Российской Федерации невысока 0,31 чел./км<sup>2</sup>. В прилежащих к месту строительства гидроэлектростанции районах находится город Алдан, население которого составляет 20 892 человек на 2017 г. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 20 тыс. км<sup>2</sup>, в том числе 0 га сельскохозяйственных земель, 20 тыс. га лесопокрытой площади. На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально-культурные объекты и населенные пункты.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входит:

- санитарная очистка территорий кладбищ, расположенных в пределах затопления;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

### **8.3.5 Водоохранная зона**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 -ФЗ от 3.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена Водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и

сельского хозяйства определяются в проекте водоохраной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчётов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохраной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохраной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навоз содержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горюче смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- складирование отвалов размываемых грунтов;
- движение автомобилей и тракторов, кроме автомобилей специального назначения.

### **8.3.6. Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции**

В процессе эксплуатации оборудования ГЭС для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

При проектировании электрических станций и сетей должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение

оборудования (трансформаторы, подшипники), и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

1. Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла;
2. Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду;
3. Сточные производственные воды сбрасывать в водоем незагрязненными;
4. Хозяйственно-бытовые сточные воды перед выпуском в водоем очищать и хлорировать;
5. Твердые осадки из отстойников вывозить на свалки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

– регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязненных вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

– при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязненных вод и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

## **9 Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.**

### **9.1 Виды регулирования**

#### **9.1.1 Общие сведения**

Регулирование частоты в энергосистеме— процесс поддержания частоты переменного тока в энергосистеме в допустимых пределах. Частота является важнейшим параметром режима энергосистемы.

Основой регулирования режима по частоте и перетокам активной мощности (регулирования частоты) в единой и изолированно работающих энергосистемах России является выполнение общих требований по обеспечению надежности параллельной работы и качества электроэнергии, заданий по обмену мощностью между субъектами, выданных ЦДУ ЕЭС, ОДУ.

К числу общих требований по обеспечению надёжности параллельной работы и качества электроэнергии относятся:

- а) участие субъектов в общем первичном регулировании для стабилизации частоты в нормальных условиях и предотвращения чрезмерных её отклонений;
- б) ограничение опасных повышений перетоков мощности, которые способны нарушить устойчивость параллельной работы либо привести к повреждению оборудования;
- в) поддержание и своевременное предоставление согласованного первичного резерва на выделенных электростанциях для обеспечения нормированного первичного регулирования.

Выполнение заданий по обмену мощностью между областями регулирования предполагает:

- а) при номинальной частоте выполнение заданных СО-ЦДУ ЕЭС, СО-ОДУ сальдо перетоков мощности по внешним связям, заданной мощности электростанции с необходимой точностью;
- б) при временном отклонении частоты от номинального уровня изменение сальдо перетоков на величину заданной СО-ЦДУ ЕЭС, СО-ОДУ частотной коррекции в порядке участия электростанций в общем и нормированной первичном регулировании частоты;
- в) в любых случаях самостоятельное выявление и устранение за заданный период времени небаланса мощности в целях восстановления планового значения сальдо перетоков мощности при номинальном уровне частоты;
- г) поддержание согласованного вторичного резерва для постоянной готовности к эффективному вторичному регулированию в энергосистеме.

С целью регулирования частоты осуществляется первичное, вторичное и третичное регулирование.

Первичное регулирование, в свою очередь, подразделяется на общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) и нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ).

К ОПРЧ привлекаются все электростанции ЕЭС, изолированно работающих энергосистем. Регулирование осуществляется путём изменения мощности под воздействием систем первичного регулирования частоты в пределах имеющихся регулировочных возможностей, ограниченных только допустимостью режимов оборудования.

К нормированному первичному регулированию частоты привлекаются выделенные электростанции (энергоблоки), которые имеют требуемые технические характеристики первичного регулирования и на которых задается и постоянно поддерживается необходимый первичный резерв.

Вторичное регулирование организуется на электростанциях, в областях регулирования и ограничения, в ЕЭС России в целом и должно производиться в целях:

- поддержания автоматически или оперативно номинальной или заданной частоты в энергосистеме;

- поддержание баланса мощности области регулирования путём регулирования заданного с частотной коррекцией её суммарного внешнего перетока;

- поддержание перетоков мощности по связям и сечениям в допустимых диапазонах;

- восстановления использованных заданных резервов мощности первичного регулирования;

- исполнение заданных диспетчерских графиков производства и потребления мощности субъектами электроэнергетики.

Третичное регулирование организуется в областях регулирования и в ЕЭС России в целом. Третичное регулирование в общем случае обеспечивает постоянное поддержание нормальных условий эксплуатации ЕЭС и осуществляется путём изменения мощности выделенных электростанций третичного регулирования. Резервы третичного регулирования размещаются на выделенных для этой цели электростанциях и используются для поддержания и восстановления резервов вторичного регулирования.

Регулирование частоты и перетоков мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного регулирования, вторичного и третичного регулирования и действием диспетчера операционных зон. Допускается участие энергоблоков и электростанций одновременно во всех видах регулирования при условии выполнения требований по каждому из видов регулирования независимо от одновременности участия в других видах регулирования.

### **9.1.2 Требования к качеству регулирования.**

В соответствии с [18] частота в «ЕЭС России» должна находиться в пределах  $50,0 \pm 0,2$  Гц не менее 95 % времени суток, не выходя за предельно допустимые  $50,0 \pm 0,4$  Гц. При этом средствами вторичного регулирования режима должно обеспечиваться удержание текущей частоты в пределах  $50 \pm 0,05$

Гц (нормальный уровень) и в пределах  $50 \pm 0,2$  Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности областей регулирования за время не более 15 минут для согласования отклонений частоты с планируемыми запасами пропускной способности транзитных сетей ЕЭС в нормальных условиях.

Превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться автоматически за время не более 5 минут, либо оперативно (при отсутствии, либо неэффективности автоматического ограничителя перетоков) за время не более 20 минут.

При малых отклонениях частоты, не превышающих полосы регулирования, первичный резерв предоставляться не должен.

При отклонениях частоты, превышающих полосу регулирования, должна мобилизоваться доля заданного суммарного первичного резерва, пропорциональная этому превышению. Динамика мобилизации и последующее удержание потребной доли суммарного первичного резерва – половина через 15 и полностью через 30 секунд.

При превышающих  $0,2$  Гц отклонениях частоты мобилизованная суммарная первичная мощность должна быть не ниже заданного суммарного первичного резерва, а динамика её мобилизации и последующего удержания должна быть не хуже указанной для  $0,2$  Гц.

В изолированных от ЕЭС России энергосистемах НПРЧ, как правило, не организовывается и первичный резерв не планируется.

## **9.2 Первичное регулирование частоты**

Участие всех электростанций в первичном регулировании обязательно и должно способствовать сохранению электроснабжения регионов с максимальным использованием регулировочных возможностей электростанций.

Первичное регулирование частоты в ЕЭС России должно обеспечивать выполнение требований и способствовать поддержанию необходимого значения и стабильности во время крутизны статической частотной характеристики ЕЭС России.

Крутизна статической частотной характеристики (СЧХ) определяет величину первичной мощности ЕЭС России, выдаваемой в соответствии с принципом совместного участия в первичном регулировании частоты синхронно работающих энергосистем, при возникновении отклонения частоты от номинального значения.

Крутизна СЧХ формируется: саморегулированием потребителей, электростанций в меру имеющихся регулировочных возможностей систем первичного регулирования и энергетического оборудования (ОПРЧ) и НПРЧ.

Саморегулирование потребителей различно в разные периоды времени и зависит от структуры и от величины текущей нагрузки ЕЭС.

Саморегулирование электростанций также различно в нормальных условиях работы в разные периоды времени из-за отсутствия на электростанциях

ОПРЧ запланированного первичного резерва, нестабильной зоны нечувствительности первичных регуляторов и относительно низкого быстродействия систем первичного регулирования.

Саморегулирование потребителей и электростанций дополнительно повышает крутизну СЧХ (происходит нестабильно).

НПРЧ предназначено для формирования гарантированного уровня качества первичного регулирования частоты в ЕЭС.

### **9.2.1 Требования к общему первичному регулированию**

В общем первичном регулировании должны участвовать все гидроэлектростанции, в том числе работающие в генераторном режиме гидроаккумулирующие электростанции. ГЭС можно считать готовой к ОПРЧ, если она удовлетворяет следующим основным требованиям:

- зона нечувствительности системы первичного регулирования гидроагрегата не должна превышать 0,15 Гц как при наличии, так и при отсутствии ГРАМ;

- статизм по мощности за пределами мертвой полосы должен быть 4- 6%; наличие на ГЭС системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ), в том числе с воздействием на нее устройств системного автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ), не освобождает гидроагрегаты от участия в общем первичном регулировании частоты и не смягчает требований к нему;

- первичное регулирование частоты гидроагрегатами ГЭС должно сохранять эффективность при разделении схемы ГЭС на части, в том числе аварийном, поэтому при наличии ГРАМ должен быть предусмотрен быстродействующий автоматический перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование (с восстановлением нормальной настройки РЧВ турбин);

### **9.2.2 Требования к нормированному первичному регулированию частоты**

К использованию в нормированном первичном регулировании могут привлекаться гидравлические, гидроаккумулирующие, тепловые, атомные электрические станции, удовлетворяющие требованиям НПРЧ, установленным стандартами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

В договоре на участие в НПРЧ определяются плановые нагрузки и значения первичного резерва, которые могут быть размещены и реализованы с требуемыми динамическими и статическими характеристиками НПРЧ для электростанции, её энергоблоков.

Заданный для ЕЭС первичный резерв  $R_p$  распределяется Системным оператором между выделенными для участия в НПРЧ электростанциями. Каждой электростанции задаются:



- величина первичного резерва на загрузку и разгрузку;
- величина мёртвой полосы системы первичного регулирования;
- величина отклонения частоты полной мобилизации резерва (либо соответствующая ей величина статизма системы первичного регулирования электростанции).

Прочие, постоянные характеристики НПРЧ определяются договором, а плановая мощность – диспетчерскими графиками.

Должны определяться и контролироваться значения ожидаемой крутизны СЧХ областей регулирования и ограничения, других ОЭС и ЕЭС России в целом

Первичный резерв должен предусматриваться в суточных графиках нагрузки электростанций и энергоблоков, выделяемых для нормированного первичного регулирования

### **9.3 Вторичное регулирование**

Система вторичного регулирования в ЕЭС и в изолированно работающих энергосистемах России включает в себя: вторичное регулирование заданной диспетчерскими графиками мощности (с частотной коррекцией) на электростанциях; вторичное регулирование режимов энергосистем в операционных зонах диспетчерских центров РДУ, ОДУ и ЦДУ ЕЭС соответственно

Вторичное регулирование режимов энергосистем предусматривает выполнение соответствующими диспетчерскими центрами следующих основных функций:

- регулирование частоты в синхронной зоне;
- регулирование обменной мощности областей регулирования (объединенных либо региональных энергосистем), диспетчерским центрам которых поручено поддержание заданной с частотной коррекцией обменной мощности;
- ограничение перетоков мощности в заданных сечениях транзитной сети энергосистем областей ограничения либо регулирования.

#### **9.3.1 Общие требования к вторичному регулированию**

В ЕЭС России и в изолированных энергосистемах круглосуточно, непрерывно должно осуществляться вторичное регулирование путем регулирования частоты либо регулирования суммарного межгосударственного перетока с коррекцией по частоте, а также ограничение перетоков по транзитным связям.

Вторичное регулирование заданной мощности (с частотной коррекцией) на электростанциях, исполнение команд диспетчерских центров в порядке участия выделенных электростанций во вторичном регулировании режима энергосистем осуществляется дежурными работниками электростанций или

автоматически с использованием центральной системы автоматического регулирования частоты и потоков активной мощности (ЦС АРЧМ).

Вторичное регулирование баланса мощности в областях регулирования, кроме регулирования частоты в синхронной зоне, должно быть селективным, способным к выделению небаланса мощности в собственной области на фоне колебаний частоты и обменной мощности, обусловленных небалансами также и в других регионах синхронной зоны. Это обеспечивается регулированием обменной мощности с частотной коррекцией.

Суммирование значения внешней первичной мощности с расчётным значением внутренней первичной мощности позволяет оценить значение собственного небаланса мощности. Вторичное регулирование должно быть направлено на компенсацию собственного небаланса за счёт собственных вторичных резервов.

Каждый из участвующих во вторичном регулировании диспетчерских центров должен быть специально оборудован для осуществления оперативного вторичного регулирования в объёме порученных ему функций независимо от наличия центрального регулятора ЦС АРЧМ, располагать средствами автоматического определения небаланса для областей регулирования и степени перегрузки контролируемых связей для областей ограничения.

### **9.3.2 Требования к резервам и электростанциям вторичного регулирования**

Для обеспечения эффективного вторичного регулирования и ограничения потоков в областях регулирования и ограничения должны создаваться и постоянно поддерживаться резервы вторичной мощности на загрузку и разгрузку выделенных электростанций вторичного регулирования в объёме и с размещением, обеспечивающими выполнение заданных задач вторичного регулирования.

Величина поддерживаемого резерва вторичной регулирующей мощности в каждой области регулирования должна быть достаточной для:

- подавления нерегулярных колебаний небаланса мощности и компенсации динамической погрешности регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки;
- компенсации наибольшей вероятной внезапной потери генерации или потребления в данной области регулирования.

Для целей оперативного вторичного регулирования следует привлекать маневренные гидравлические, гидроаккумулирующие, тепловые электростанции, а также потребителей с регулируемой нагрузкой, способных к немедленному (в течение 5 минут) существенному (в пределах заданного вторичного резерва) изменению мощности по требованию оператора.

На электростанциях и энергоблоках, привлекаемых к вторичному регулированию, должны быть:

- выполнены технические требования по вторичному регулированию, указанные в стандартах Системного оператора;
- обеспечена эксплуатация оборудования системы сбора и передачи информации (ССПИ) и аппаратуры для регистрации фактического участия каждого энергоблока в регулировании, приёма команд управления от диспетчерского центра Системного оператора, обмена информацией с этим диспетчерским центром;
- обеспечены условия организации каналов связи с диспетчерским центром Системного оператора требуемого качества, удовлетворяющих требованиям, указанным в стандартах Системного оператора.

#### **9.4 Третичное регулирование**

Для поддержания заданных величин вторичных резервов, их восстановления по мере использования в процессе регулирования во всех областях регулирования и ограничения должно осуществляться третичное регулирование, создаваться третичный резерв (на разгрузку и загрузку электростанций).

В качестве третичного резерва для восстановления регулировочных возможностей первичного и вторичного регулирования должны использоваться:

- пуск-останов резервных гидрогенераторов;
- пуск-останов, перевод в генераторный или насосный режим агрегатов гидроаккумулирующих электростанций;
- загрузка (разгрузка) энергоблоков ТЭС и ТЭЦ;
- загрузка (разгрузка) агрегатов парогазовых установок;
- отключение (включение) потребителей с управляемой нагрузкой;
- загрузка (разгрузка) газомазутных энергоблоков;
- изменение значений плановых перетоков;
- загрузка (разгрузка) энергоблоков АЭС.

Третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования вторичного регулирования в заданном объеме при требуемом качестве регулирования, а также возмещения максимальной расчётной погрешности планирования баланса мощности, возможной задержки выхода энергоблоков из ремонта и компенсации расчётного небаланса мощности.

При планировании третичного резерва необходимо учитывать фактическое размещение всех видов резервов с целью предотвращения перегрузки связей при мобилизации резервов.

Третичное регулирование для восстановления резерва вторичного регулирования может выполняться вручную или автоматически в рамках систем АРЧМ и должно начинаться с временным упреждением, чтобы восстановление резерва вторичного регулирования предотвращало его исчерпание.

## 9.5 Участие проектируемой ГЭС в первичном, вторичном и третичном регулировании

На Тимптонской ГЭС планируется обязательное участие гидроагрегатов в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) и во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности. Для этих целей используются индивидуальные регуляторы частоты и активной мощности на гидроагрегатах и система группового регулятора частоты и активной мощности (ГРАМ). Наличие ГРАМ не освобождает от участия гидроагрегатов ГЭС от ОПРЧ и не смягчает требования к нему.

К использованию в нормированном первичном регулировании (НПРЧ) проектируемая ГЭС может быть привлечена по заданию системного оператора (СО). Для участия в НПРЧ проектируемая ГЭС должна предоставлять резерв на разгрузку и нагрузку гидроагрегатов.

Тимптонская ГЭС может участвовать в третичном регулировании. Для этих целей на проектируемой станции могут быть выделены гидроагрегаты, которые не нагружены полностью и имеют регулировочный диапазон на разгрузку и нагрузку. Участие в третичном регулировании также определяет системный оператор.

Диапазон регулирования выбирается, исходя из эксплуатационной характеристики гидротурбины. На рисунке 9.1 представлена обобщённая характеристика гидротурбины. Для более точного определения разрешенных и запрещенных зон работы гидроагрегатов необходимо выполнить на каждом гидроагрегате натурные испытания.

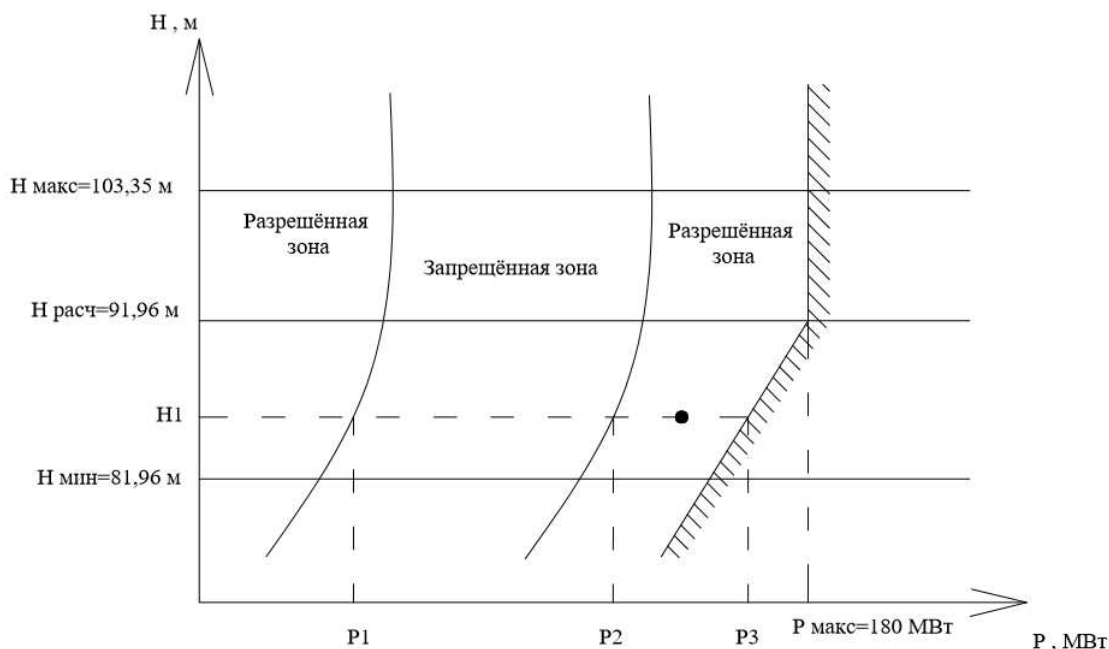


Рисунок 9.1 – Эксплуатационная характеристика гидротурбины

На рисунке видно, что диапазон регулирования находится от P0-P1 и от P2-P3 (в разрешённой зоне работы гидротурбины). Обычно регулирование осуществляется в диапазоне от P2-P3.

Во избежание работы турбины в запрещенной зоне, эту зону быстро проходят, не останавливаясь в какой-либо точке. Запрещённая зона обусловлена конструкцией рабочего колеса и сопровождается повышением кавитаций и вибраций.

Попадая в разрешённую зону, выбирают точку с заданной мощностью, на которой будет работать гидротурбина. Если гидроагрегат участвует в ОПРЧ, то положение этой точки ничем не ограничивается и гидроагрегат может как иметь, так и не иметь регулировочный диапазон на загрузку или разгрузку. В этом случае необходимо сообщать СО в каком положении работает ГА. Может ли он нагрузиться или разгрузиться.

Для участия гидроагрегата в НПРЧ точка с заданной мощностью должна быть строго посередине разрешённой зоны. Это позволяет обеспечить регулировочный диапазон гидроагрегата как на разгрузку, так и на загрузку. На станции отводятся несколько агрегатов, которые всегда имеют такой резерв в регулировании.

Аналогично и для вторичного регулирования. Но в этом случае регулирование осуществляется уже системой ГРАМ.

## **9.6 Выбор группового регулятора активной мощности (ГРАМ)**

### **9.6.1 Назначение**

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

- от АРМ ГРАМ, являющегося неотъемлемой частью системы ГРАМ;
- от внешнего сигнала, поступающего по каналу телеуправления от ЦС АРЧМ ОДУ Сибири;
- от собственного группового первичного регулятора частоты в соответствии с установленным агрегатным статизмом регулирования (от 1% до 10%).

Устройство позволяет оптимизировать режим работы станции и уменьшить износ основного оборудования. ГРАМ обеспечивает выработку задания внеплановой мощности и позволяет станции участвовать во вторичном регулировании частоты.

Основными функциями ГРАМ являются:

- поддержание текущей плановой мощности станции по заданию;
- изменение плановой мощности станции с заданной скоростью, при этом мощность меняется линейно, при этом перерегулирование не превышает 1%;
- вторичное регулирование частоты по заданию внеплановой мощности;

- первичное регулирование частоты с заданным статизмом, в том числе и астатическое регулирование;
- распределение суммарной заданной мощности на все ГА, находящиеся под групповым управлением;
- контроль исполнения задания активной мощности каждым гидроагрегатом, находящимся под групповым управлением;
- корректное списание из задания плановой мощности станции мощностей агрегатов, отключившихся от сети по сигналам противоаварийной автоматики.

### **9.6.2 Устройство системы ГРАМ**

Система ГРАМ состоит из:

- Центрального регулятора (ЦР), который является основой системы ГРАМ и определяет все ее функциональные свойства. ЦР в соответствии с заданным алгоритмом формирует для каждого включенного на групповое регулирование ГА задание по активной мощности;

- Центрального сервера (ЦС);

- Автоматизированного рабочего места (АРМ), выполненного на базе индустриального IBM PC – совместимого персонального компьютера, обеспечивающего человеко-машинный интерфейс оператора. АРМ обеспечивает доступ оперативного персонала к информации о мощности ГЭС, ее распределении между машинами, учитываемых ограничениях, величине вращающегося резерва, режимах регулирования групп, а также имеющемся в наличии горячем резерве и очередности его ввода. АРМ предназначен для выбора и настройки алгоритмов ведения режимов, позволяет в любой момент времени перейти на ручное управление группой или любым ГА;

- Агрегатных исполнительных устройств, включающих часть автоматических регуляторов частоты вращения и мощности (АРЧМ) гидротурбин, исполняющих команды ЦР, датчиков аналоговой и дискретной информации, органов управления и устройств отображения информации.

На рисунке 9.2 представлена структурная схема системы регулирования ГРАМ.

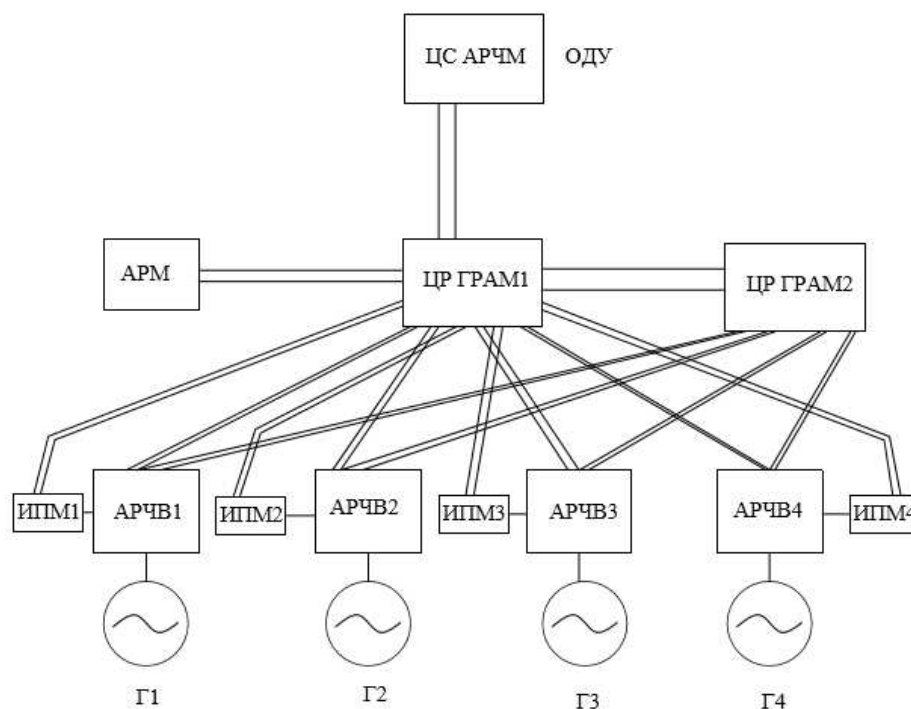


Рисунок 9.2- Структурная схема системы регулирования ГРАМ  
 ЦС АРЧМ- центральный сервер автоматического регулятора частоты и мощности, ЦР ГРАМ- центральный регулятор группового регулятора активной мощности, АРМ- автоматизированное рабочее место, АРЧВ- автоматические регулятора частоты вращения, ИМП- измерительный преобразователь мощности.

### 9.6.3 Требования к системе ГРАМ

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

–При аварийном повышении частоты в энергосистеме выше заданной уставки должна быть обеспечена разгрузка ГИ с максимально возможной скоростью.

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

–Центральный регулятор ГРАМ должен быть выполнен на базе микропроцессорной техники.

– Органы управления должны обеспечивать выполнение следующих операций:

- а) изменение задания мощности ГЭС или отдельных её частей;
- б) изменение ограничений нижнего и верхнего пределов мощности ГЭС;
- в) изменение режимов работы ГЭС;
- г) ручное подключение и отключение ГА от ГРАМ;
- д) подключение к телерегулированию и отключение.

– Средства настройки должны обеспечивать изменение следующих параметров:

- а) статизма по частоте;
  - б) мёртвой зоны по частоте;
  - в) динамических параметров настройки контуров регулирования частоты и мощности;
  - г) и т.п.
- Должно обеспечиваться плавное или ступенчатое с дискретностью не более 0,02 Гц изменение уставки по частоте от 49 до 51 Гц.
  - Должно быть обеспечено плавное или ступенчатое с интервалом не более 1% изменение уставок статизма по частоте в пределах от 0 до 10% с отклонением не более  $\pm 0,1\%$ .
  - Статизм по частоте, отнесённый к одному агрегату, при изменении числа включенных в ГРАМ агрегатов не должен изменяться более чем на  $\pm 5\%$  установленного значения.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры высоконапорной Тимптонской ГЭС высотой 118 м на реке Тимптон, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев:  $Q_{0,1\%} = 2758 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $Q_{0,01\%} = 3100 \text{ м}^3/\text{с}$ .

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность проектируемой ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила  $N_{уст} = 720 \text{ МВт}$ . Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 428,34 м. Полезный объем при данных отметках НПУ 445,00 м и УМО составляет  $3,96 \text{ км}^3$ . Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 3,87 млрд. 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  $-H_{\max} = 103,35 \text{ м}$ ;
- расчетный  $-H_{\text{расч}} = 91,96 \text{ м}$ ;
- минимальный  $-H_{\min} = 81,96 \text{ м}$ .

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС  $Q_{\max}$ , соответствующий расчетному напору, составляет  $888 \text{ м}^3/\text{с}$ .

При выборе турбин рассматривалось два варианта РО115-В и ПЛД115-В45° с различными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с пятью гидроагрегатами, с номинальным диаметром рабочих колес 5,0 м (РО115-В-500).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ 1000/260-400 УХЛ4 с номинальной активной мощностью 200 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ-220кВ-секционированная. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-250000/220, трансформаторы собственных нужд ТДНС-10000/35, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-20 фирмы «Высоковольтный союз».

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

В состав гидротехнических сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля — 32 м;
- правобережная каменно-набросная грунтовая плотина;
- здание ГЭС приплотинного типа — 100 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы — 86 м;
- отметка подошвы водосливной плотины — 337,00 м;
- отметка порога водослива — 433,00 м;
- число водосливных отверстий — 2;
- ширина водосливных отверстий — 16 м;
- отметка гребня быка — 448,00 м;
- ширина гребня — 24 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется носок-трамплин.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по каждому быку, во избежание неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,29 для основного сочетания нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса — 1,25). Таким образом, плотина Тимптонская ГЭС 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:

- стоимость строительства гидроузла – 151 млн. руб./МВт;
- удельная себестоимость производства электроэнергии — 0,21 руб/кВт·ч.

Таким образом, строительство Камской ГЭС с установленной мощностью 720 МВт в настоящее время является весьма актуальным для энергосистемы Якутии.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: учебно-методическое пособие в задачах и упражнениях. В 2ч. Ч.1.Водно-энергетические расчеты ГЭС/сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: СФУ СШФ 2014.-108с.
2. Александровский, А.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, 2005. — 174 с.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. — М.: Энергоатомиздат, 1988. — 400 с.
4. 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.
5. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» — ОАО «РусГидро», 2012. — 23 с.
6. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. — Ростов н/Д: «Феникс», 2006. — 189 с.
7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ И.П. Неклепаев, И.П. Крючков — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.: ил.
8. Правила устройства электроустановок/Главэнергонадзор России. — 6-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1998. — 608 с.
9. СНиП 2.06.04-82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). — Взамен СНиП 2.06.04-82; введ. 12.03.1986. — Москва: ФГУП ЦПП, 2004. — 46 с.
10. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. — Введ. 01.07.1987. — Москва: ФГУП ЦПП, 2004. — 46 с.
11. СНиП 33-01-2003. Гидротехнические сооружения. Основные положения. — Введ. 30.06.2003. — Москва: ФГУП ЦПП, 2004. — 24 с.
12. Водный кодекс: [Электронный ресурс]: федер. закон от от 3.07.2006 №74-ФЗ// Интернет портал «Российской газеты». — Режим доступа: <http://www.rg.ru/2006/06/08/voda-kodeks.html>.
13. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления»: [Электронный ресурс]: федер. закон от от 24.06.1998 №89-ФЗ// Интернет портал «Российской газеты». — Режим доступа: <http://www.rg.ru/1998/06/30/utilizaciya-dok.html>.
14. ГОСТ 13109-97. «Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения» [Электронный ресурс]: - Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200006034>.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Сбор нагрузок, воздействующих на водосливную плотину

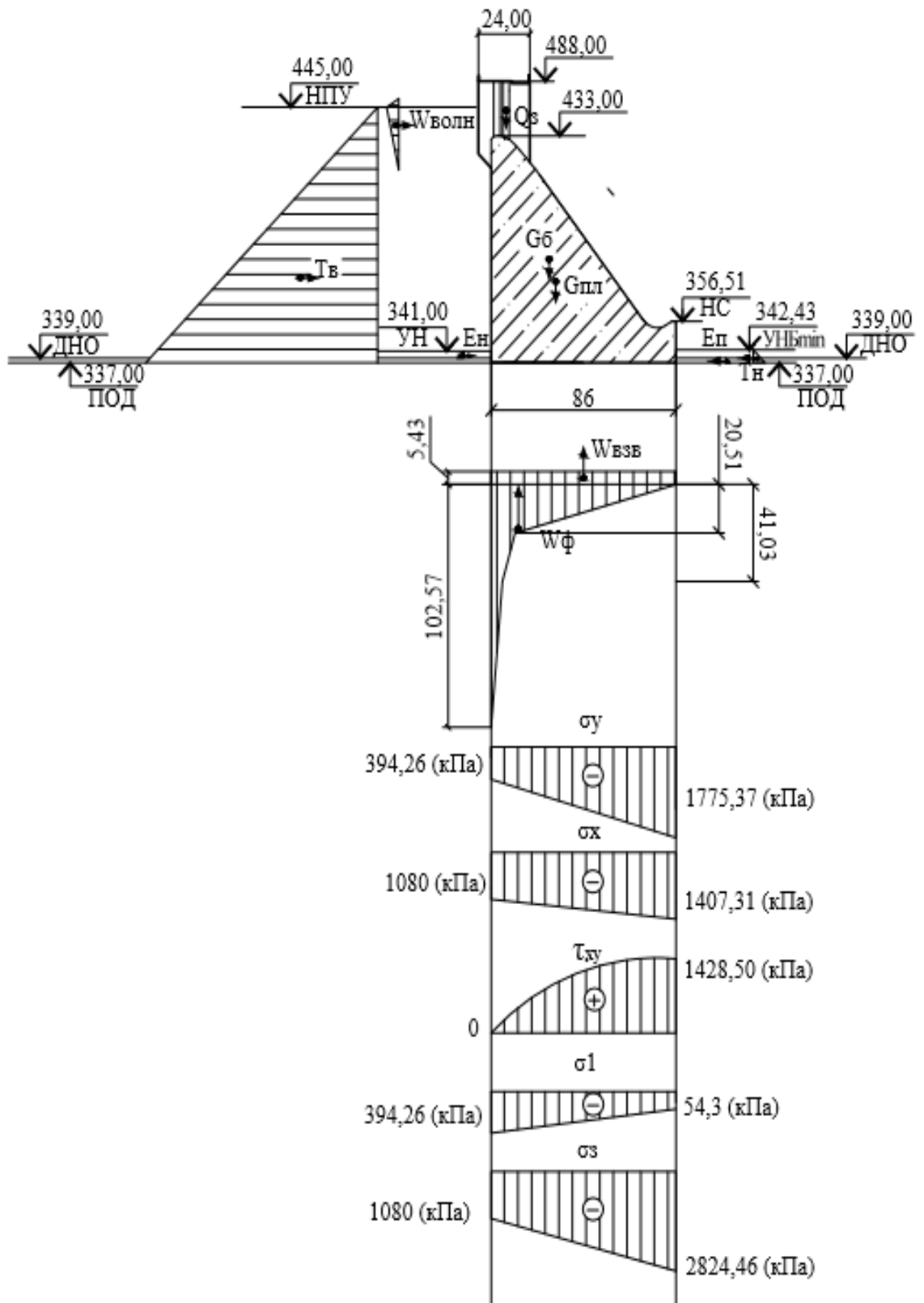
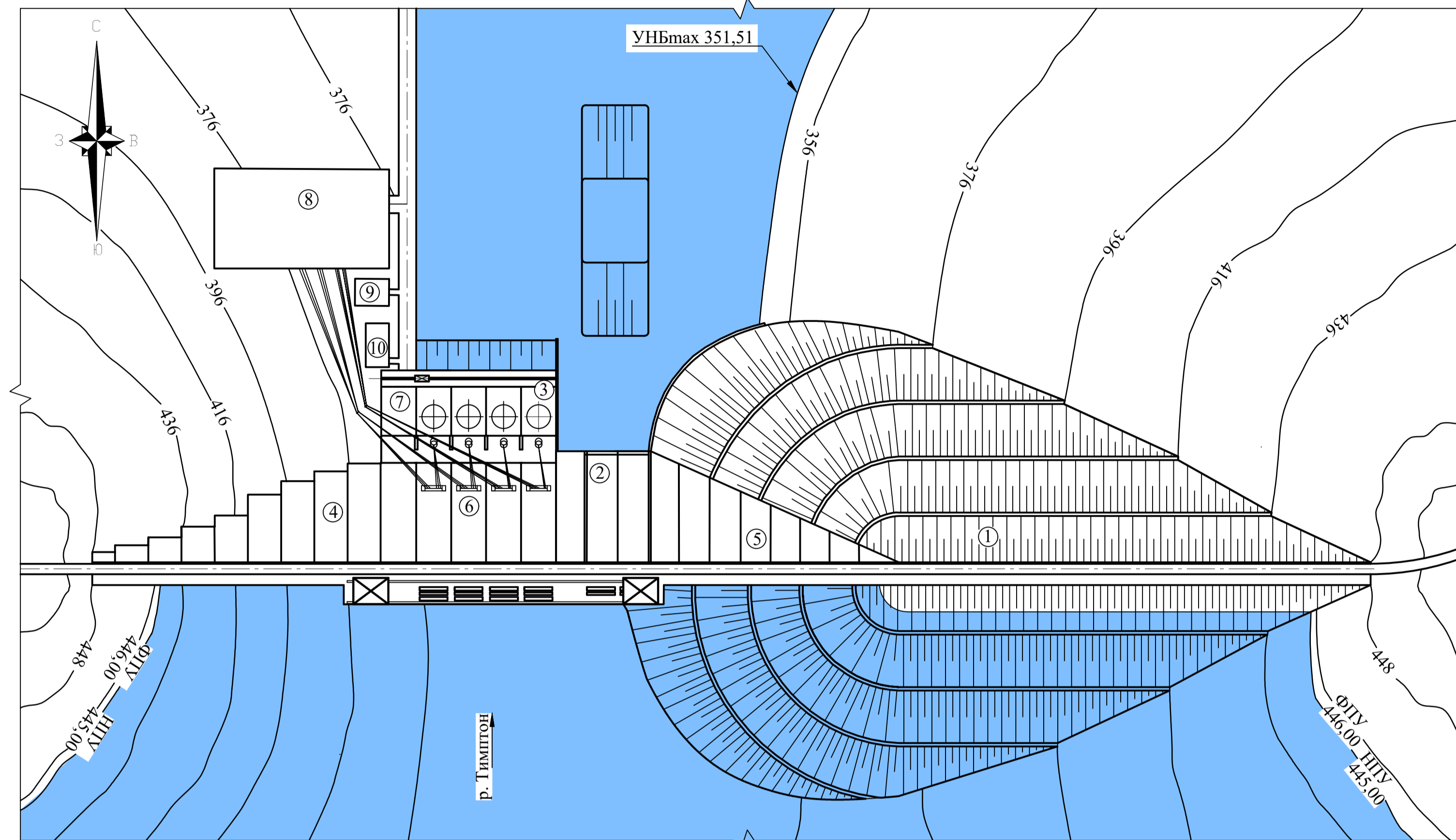


Рисунок А.1- Сбор нагрузок, воздействующих на водосливную плотину

Генеральный план  
1:2000



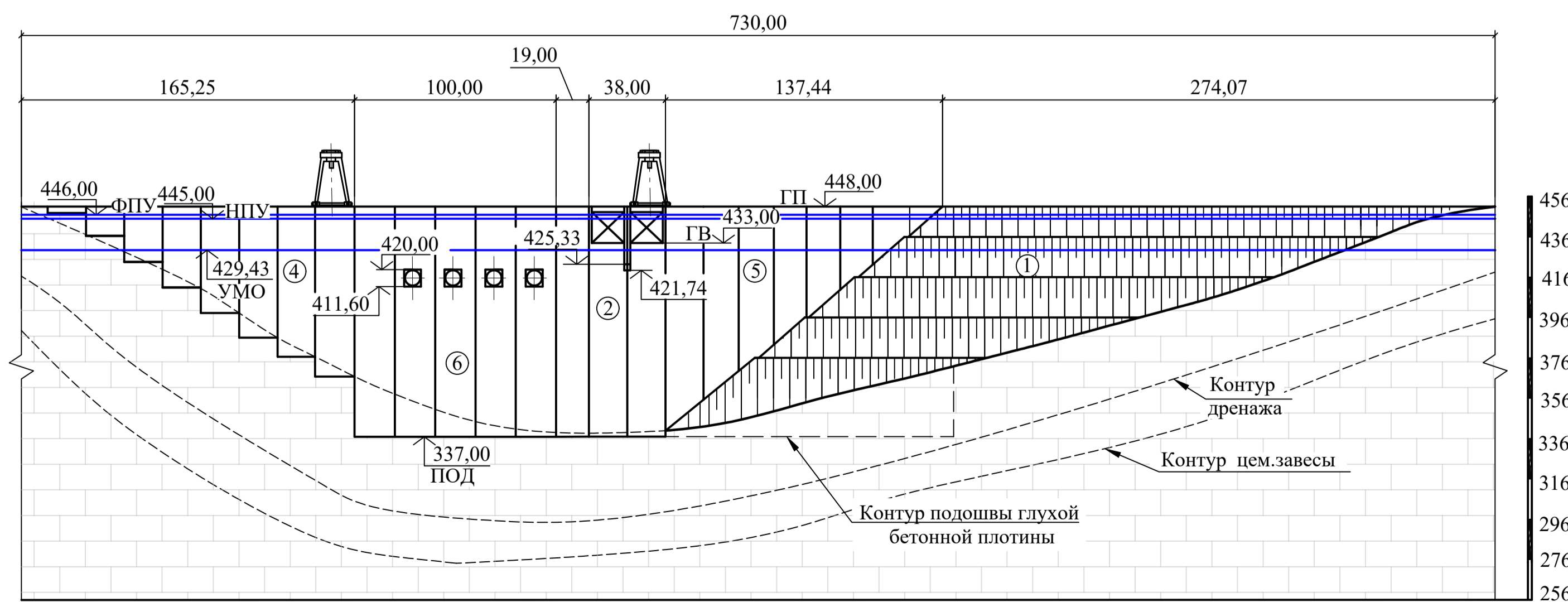
Экспликация зданий  
и сооружений

Позиция	Наименование здания (сооружения)
1	Правобережная грунтовая каменно-набросная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Приплотинное здание ГЭС
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Глухая бетонная плотина
6	Станционная часть бетонной плотины
7	Монтажная площадка
8	ОРУ
9	Производственные помещения
10	Здание административно - технического персонала

Условные обозначения

- Известняк
- Автодорога
- Трансформатор
- Гидроагрегат

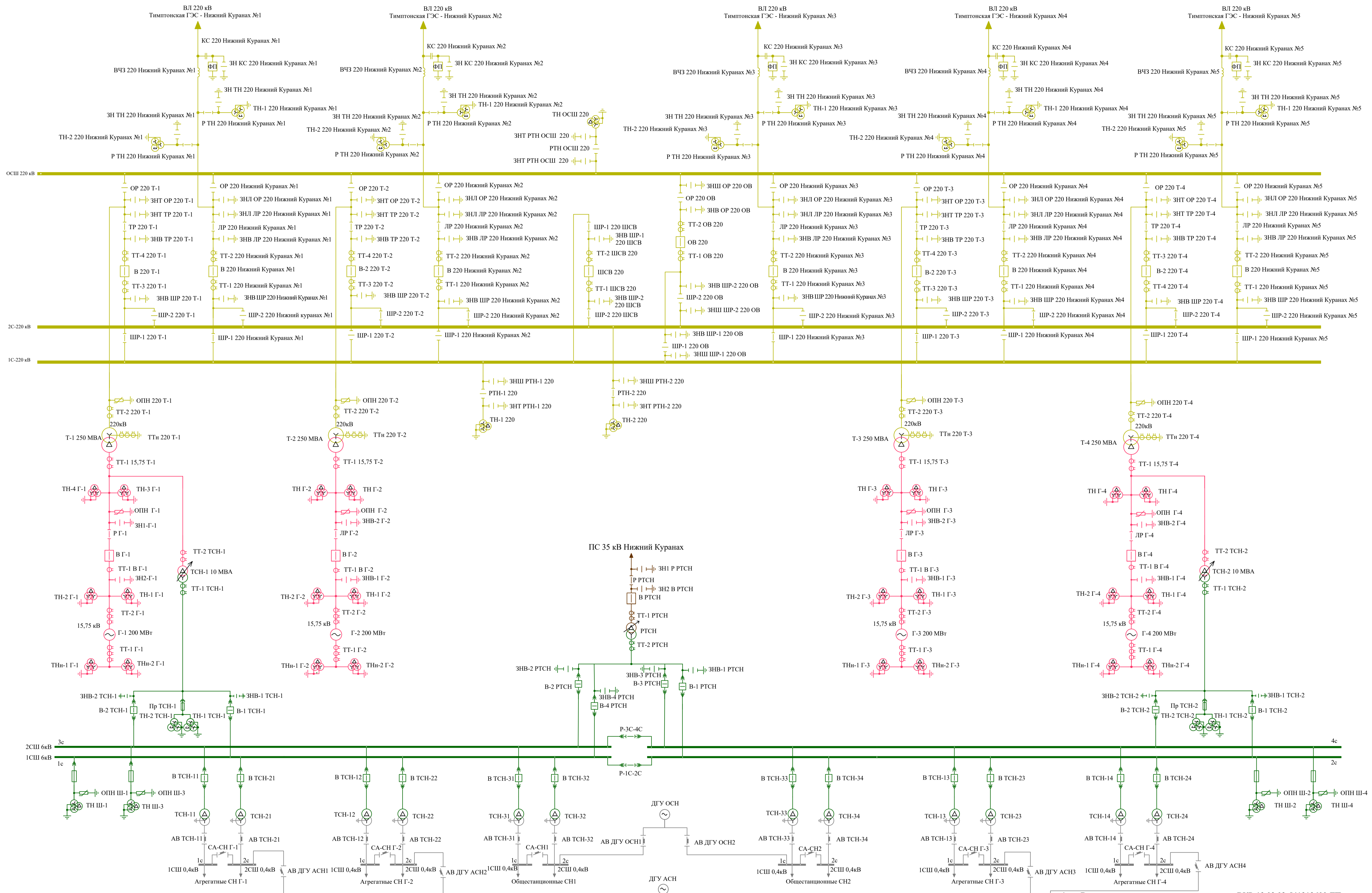
Вид с верхнего бьефа  
1:2000



Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 13.03.02 - 541312600 - ГП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений. Условные обозначения. Ведомость состава проекта
2	ВКР - 13.03.02 - 541312600 - ГР1	Поперечный разрез станционной части и здания ГЭС. Основные характеристики гидросилового оборудования. Условные обозначения.
3	ВКР - 13.03.02 - 541312600 - ГР2	Поперечный разрез по зданию ГЭС.
4	ВКР - 13.03.02 - 541312600 - ГР3	Поперечный разрез по водосливной плотине. План водосливной плотины. Условные обозначения.
5	ВКР - 13.03.02 - 541312600 - Э3	Главная электрическая схема
6	ВКР - 13.03.02 - 541312600 - ПЗ	Пояснительная записка

ВКР- 13.03.02 - 541312600 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Контр.	Лист	М.лж.	Подпись	Дата
Разраб.	Соколова				
Провер.	Льбина				
Т.контр.	Сивцов				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				
Проектирование Тимптонской ГЭС на р. Тимптон.				Стадия	Лист
				1	5
Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений. Условные обозначения. Ведомость состава проекта				Кафедра ГЭСЭС	

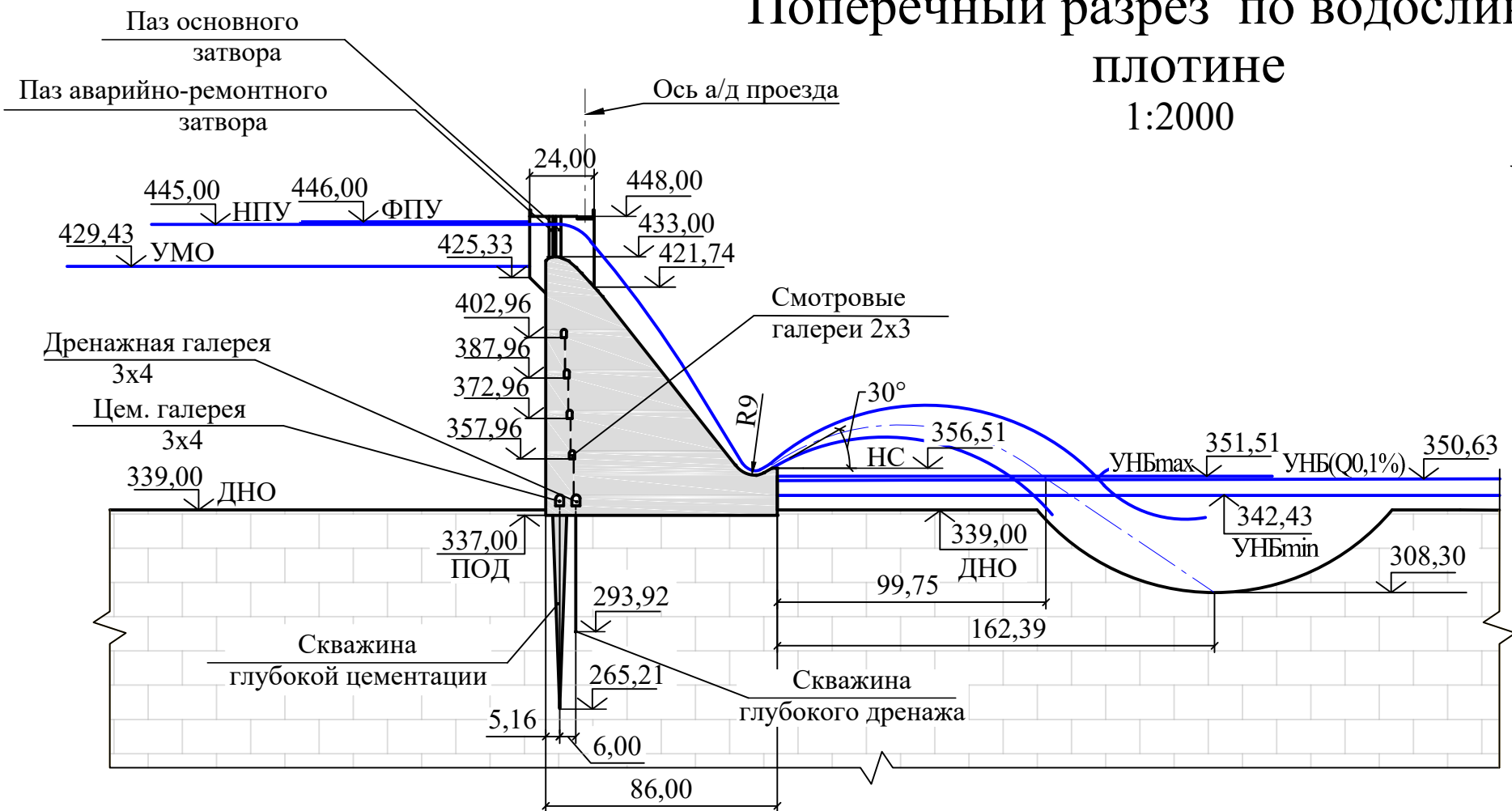


1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541312600-ГП




				<b>ВКР- 13.03.02 - 541312600-Э3</b>		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Соколова					
Провер.	Сивцов					
Т.контр.	Сивцов					
Н.контр.	Полежаева					
Утв.	Татарников					
				Проектирование Тимгонской ГЭС на реке Тимгон		Стадия
				Главная электрическая схема		Лист
				Кафедра ГТЭС		Листов
				2		5

Согласовано  
Изм. №, подл. Пошаев и дата. Взам. инв. №

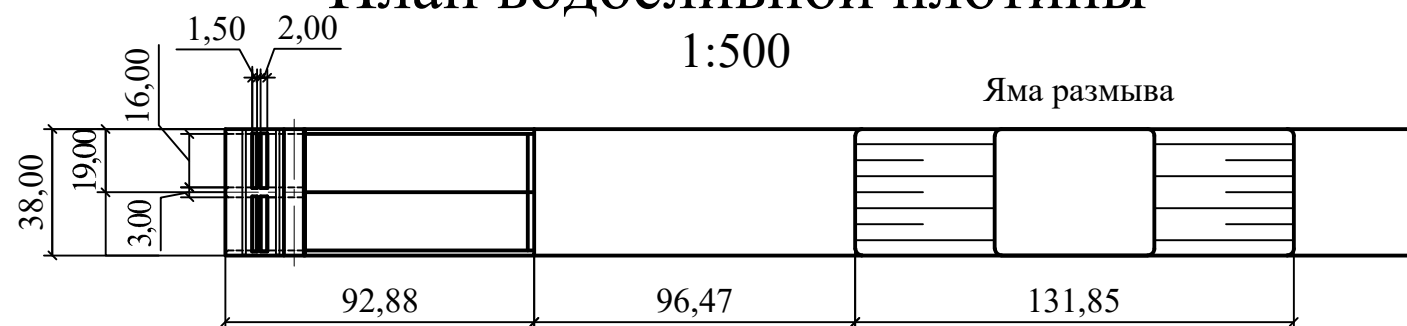
# Поперечный разрез по водосливной плотине 1:2000



## Условные обозначения

-  — Известняк
-  — Бетон
-  308,30 — Отметка в метрах

# План водосливной плотины 1:500



1. Размеры на чертеже указаны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541312600-ГП

<b>ВКР -13.03.02 - 541312600 - ГРЗ</b>					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Соколова				
Провер.	Лыбина				
Т.контр.	Сивцов				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				
Проектирование Тимптонской ГЭС на р. Тимптон				Стадия	Лист
Поперечный разрез по водосливной плотине. План водосливной плотины. Условные обозначения					3
				Листов	5
				Кафедра ГГЭЭС	

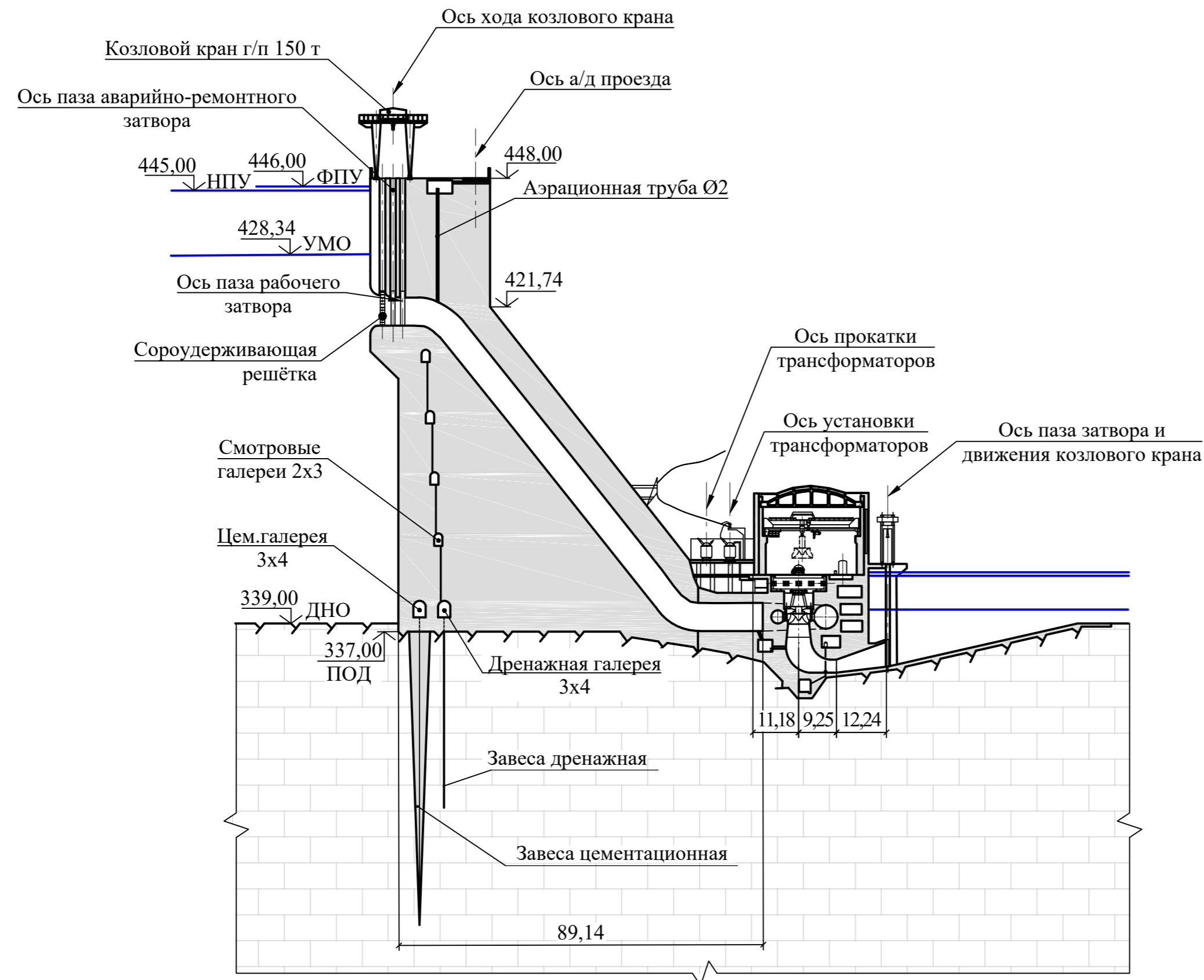
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

# Поперечный разрез по станционной части и зданию ГЭС 1:1000



## Основные характеристики гидросилового оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, параметры	Количество, шт
1	Гидротурбина	PO115-B-500	4
-	Напор максимальный, м	103	
-	Напор расчётный, м	91	
-	Напор минимальный, м	81	
2	Гидрогенератор	СВ 1000/260-40 УХЛ4	4

### Условные обозначения

- Известняк
- Бетон
- 445,00 — Отметка в метрах

- Размеры на чертеже указаны в метрах
- Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541312600-ГП1

ВКР - 13.03.02 - 541312600 - ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Соколова				
Провер.	Масленникова				
Т.контр.	Сивцов				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				
Проектирование Тимптонской ГЭС на р. Тимптон				Стадия	Лист
Поперечный разрез по станционной части и зданию ГЭС. Основные характеристики гидросилового оборудования. Условные обозначения.				4	5
				Кафедра ГТЭС	

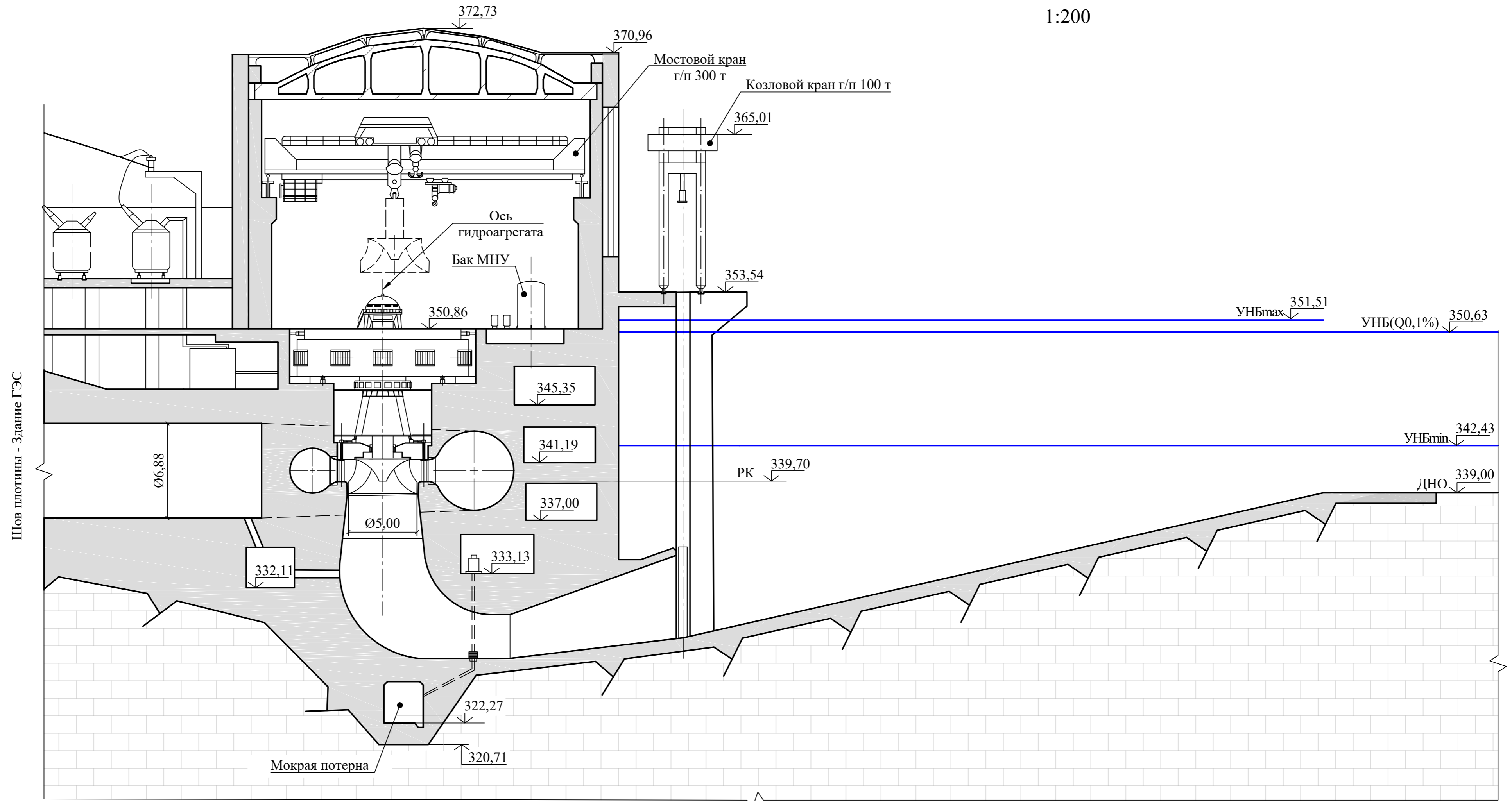
Согласовано

Ивл. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №



# Поперечный разрез по зданию ГЭС

1:200



1. Размеры на чертеже указаны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541312600-ГП

<b>ВКР - 13.03.02 - 541312600 - ГР2</b>					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Соколова				
Провер.	Масляникова				
Т.контр.	Сивцов				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				
Проектирование Тимптонской ГЭС на р. Тимптон				Стадия	Лист
					5
Поперечный разрез по зданию ГЭС.				Листов	5
				Кафедра ГТЭС	

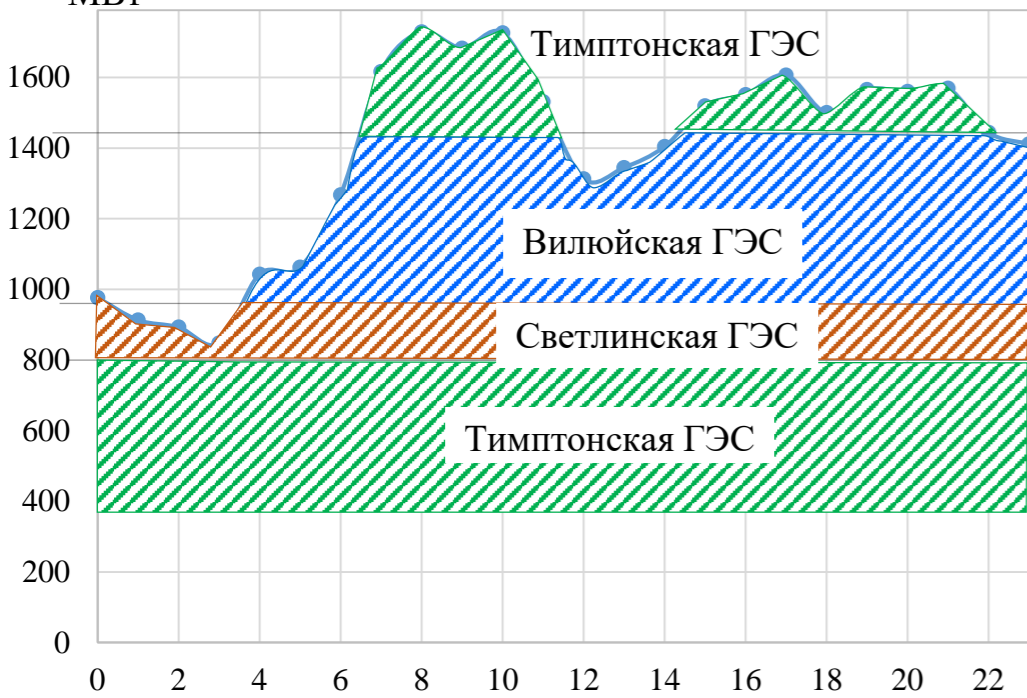
Согласовано

Интв. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

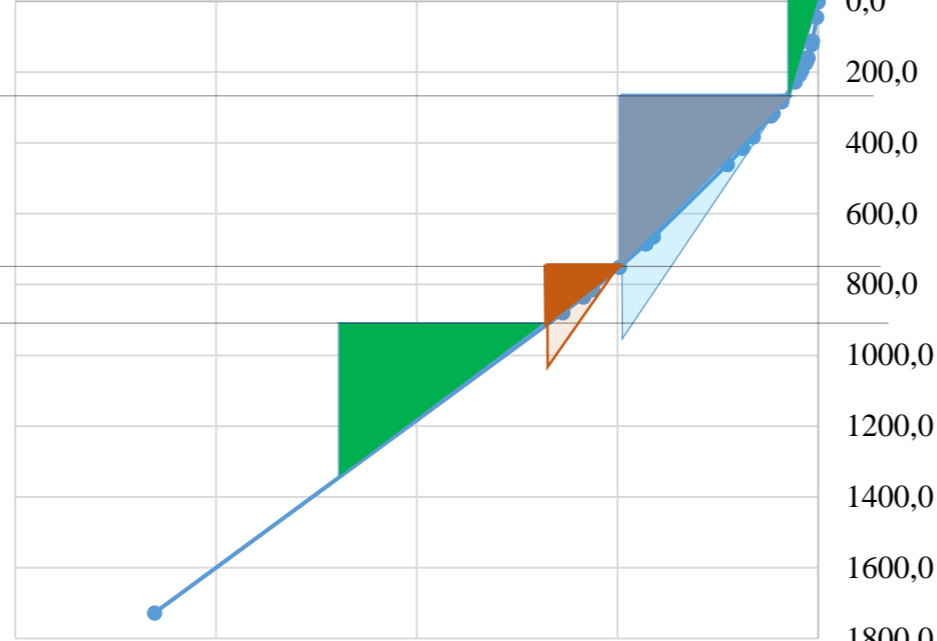
# Водно-энергетические показатели Тимптонской ГЭС на р. Тимптон

Нуст.=720 МВт  
 $\bar{Э}МН.=3,87$  млрд. кВт·ч

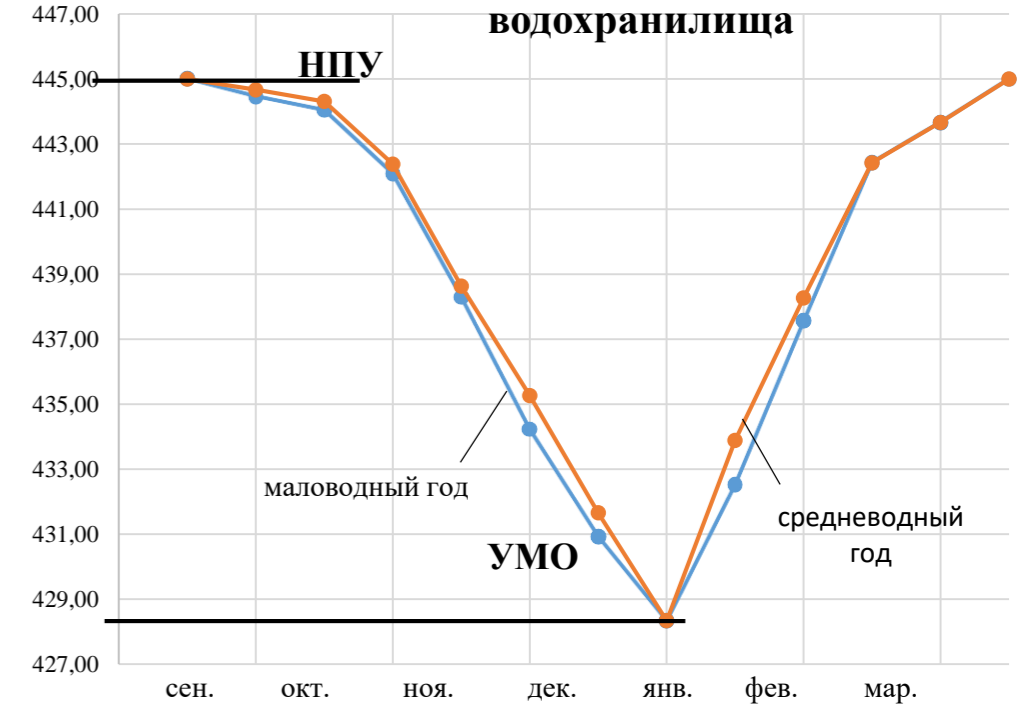
Мощность, МВт **Суточный график нагрузки. Зима**



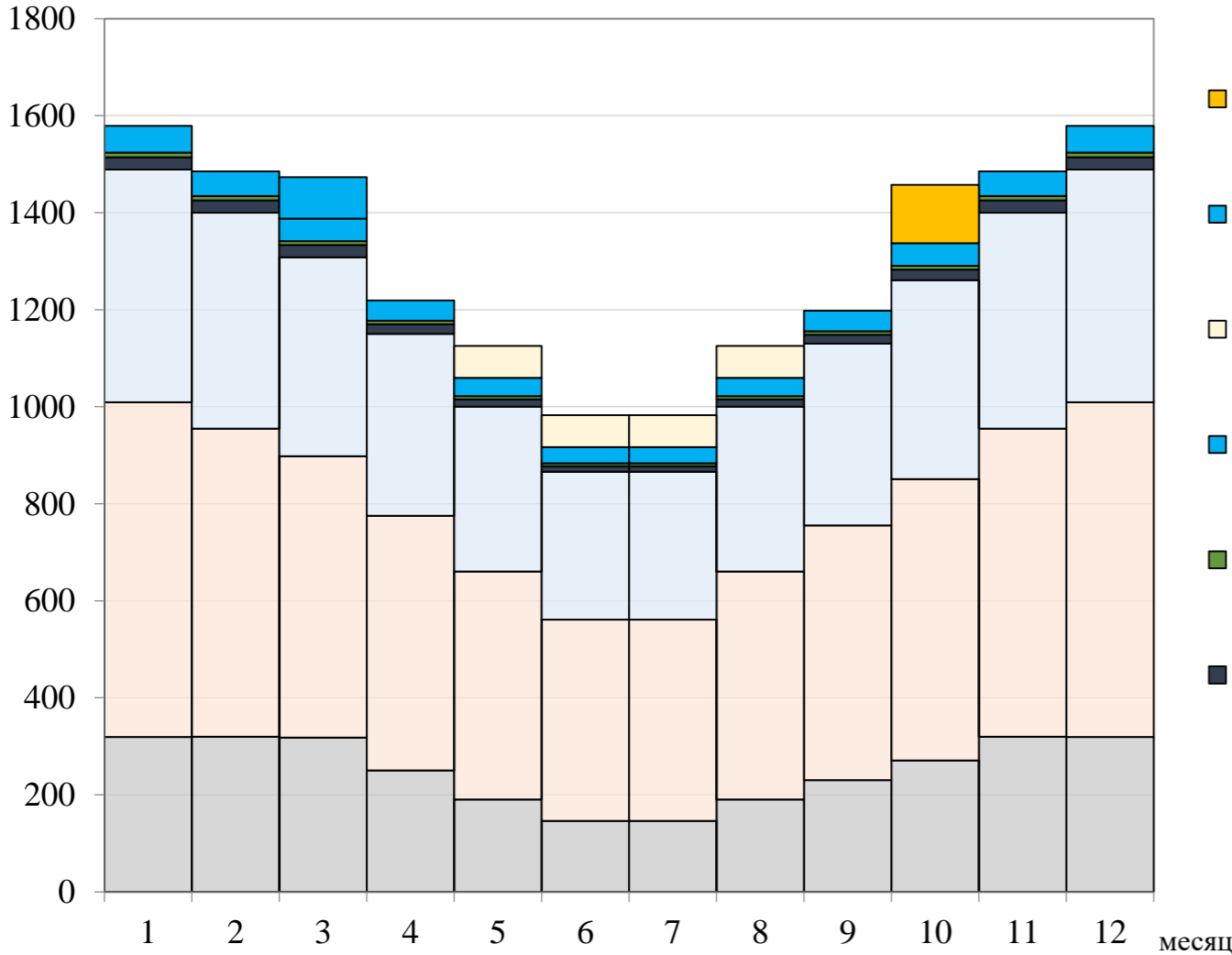
**ИКН** Электроэнергия, млн.кВт·ч



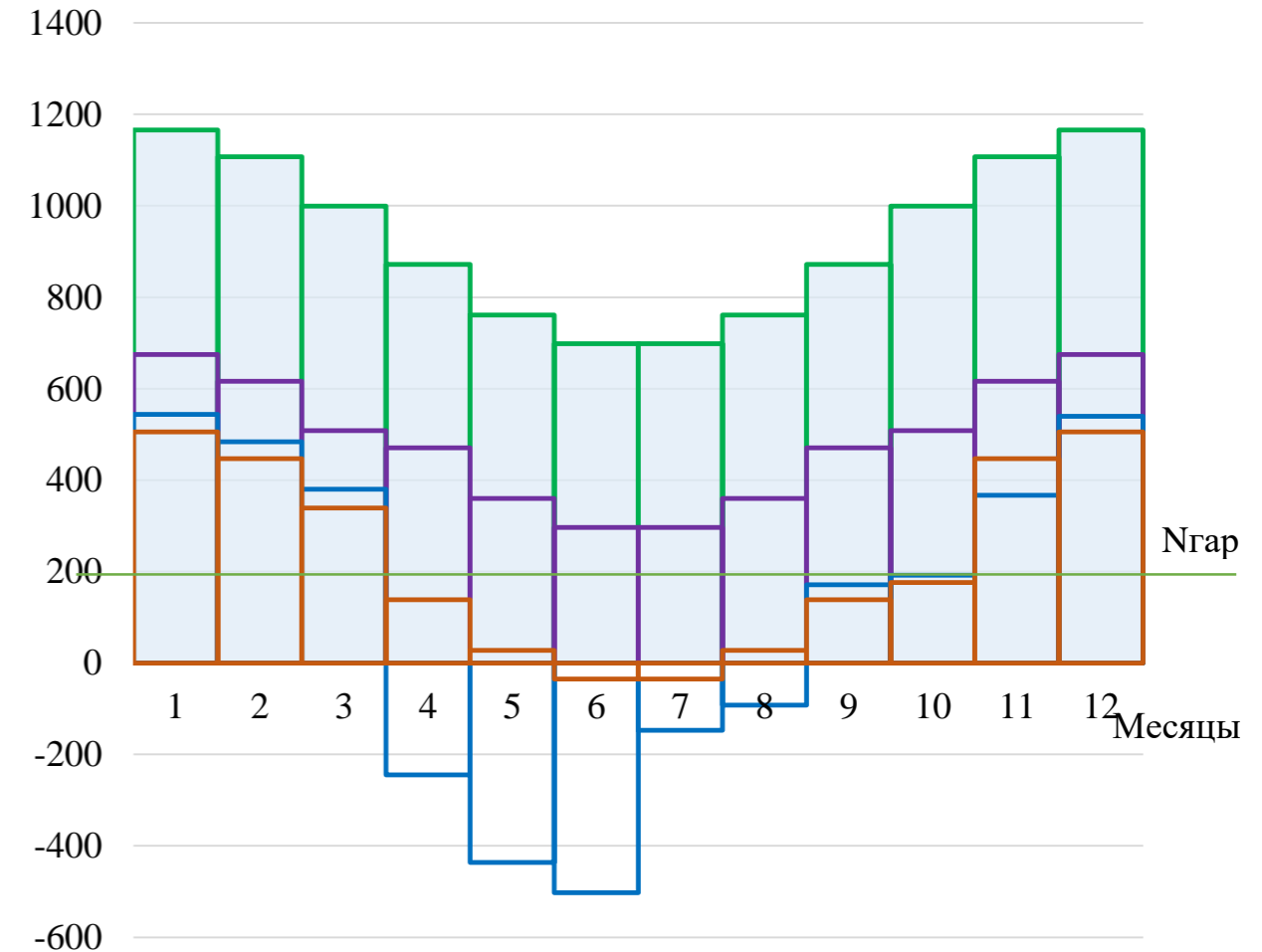
**График сработки-наполнения водохранилища**

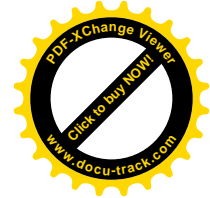
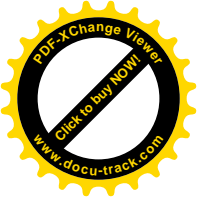


N, МВт **БАЛАНС МОЩНОСТИ**



Рср, МВт **БАЛАНС ЭНЕРГИИ**





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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников

подпись

инициалы, фамилия

« 19 » 06 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТИМПТОНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТИМПТОН.  
ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ  
ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ.**

Руководитель

подпись, дата

Зам. начальника СТСУ  
Филиала ПАО «РусГидро»-  
«Саяно-Шушенская ГЭС имени  
П.С. Непорожного  
должность

А.Н.Сивцов  
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

К.С.Соколова  
инициалы, фамилия