

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


И.Ю. Погоняйченко
подпись инициалы, фамилия

«15» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯГОДНИЧЕСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОЛЫМА.
ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ
ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**


Руководитель


06.06.18
подпись, дата

Зам. начальника СТСУ
Филиала ПАО «Рус-
Гидро»- «Саяно-Шу-
шенская ГЭС имени
П.С. Непорожного»

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник


06.06.18
подпись, дата

Ю.В. Курочкина
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черёмушки 2018

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

Консультанты по разделам:


Водно-энергетические расчёты	<u>Зайд 09.06.18</u> подпись, дата	<u>Е.Н. Зайцева</u> инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	<u>Алиев</u> подпись, дата	<u>А.В. Москатникова</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>Сидоров 09.06.18</u> подпись, дата	<u>А.Н. Сидоров</u> инициалы, фамилия
Устройство РЗА	<u>Климов 05.06.18</u> подпись, дата	<u>В.В. Казанцева</u> инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	<u>Жуков 06.06.18</u> подпись, дата	<u>Т.А. Лобкина</u> инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	<u>В.Кор 08.06.18</u> подпись, дата	<u>В.А. Кадрицев</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Корич 06.06.18</u> подпись, дата	<u>В.В. Ланасова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	<u>Алиев 16.06.18</u> подпись, дата	<u>А.А. Чуданова</u> инициалы, фамилия

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 И.Ю. Погоняйченко

«6» июня 2018 г.

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

Студентке Курочкиной Юлии Васильевне.

Группа ГЭ14-02Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Ягоднической ГЭС на реке Колыма. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме» утверждена приказом по университету №46/г-от 13.03.18 2018 года.

Руководитель ВКР: А. Н. Сивцов, Заместитель начальника СТСУ Филнала ПАО «РусГидро»- «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного».

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) общая часть; 2) водно-энергетические расчёты; 3) гидросиловое, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) электрическая часть; 5) релейная защита и автоматика; 6) компоновка и сооружения гидроузла; 7) охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей природы; 8) технико-экономические показатели; 9) Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Ягоднической ГЭС; поперечный разрез по станционной части; главная схема электрических соединений Ягоднической ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Ягоднического гидроузла с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Ягоднической ГЭС; основные технико – экономические показатели строительства Ягоднической ГЭС.

Руководитель ВКР



подпись

А.Н.Сивцов

Задание принял к исполнению



подпись

Ю.В. Курочкина

« 06 » 06 2018 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«Сибирский федеральный университет»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

руководителя Сивцова А.Н., зам. начальника СТСУ Филиала ПАО «Рус-
Гидро»- «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного»
о бакалаврской работе «Проектирование Ягоднической ГЭС на реке Колыма.
Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в
энергосистеме»
Курочкиной Юлии Васильевны

Бакалаврская работа «Проектирование Ягоднической ГЭС на реке Колыма. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме» включает в себя 136 лист пояснительной записки и 8 листов иллюстрационных материалов.

Достаточно подробно разработаны все части проекта. В бакалаврской работе рассчитаны и выбраны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое оборудование и электрические аппараты, разработаны мероприятия по охране труда. Выбрана главная схема электрических соединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчёты. Все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а также стандартам «РусГидро».

Следует отметить инженерный подход дипломника к выбору технических решений в проектных разработках.

В объеме индивидуального задания рассмотрены вопросы о видах регулирования и участие ГЭС в регулировании частоты и активной мощности в энергосистеме.

К основным замечаниям дипломного проекта можно отнести следующее: не проведен сравнительный анализ вариантов при выборе главной электрической схемы распределительного устройства 220 кВ.

Следует отменить аккуратность данной работы, четкость и последовательность изложения пояснительной записки. В процессе работы Курочкина Ю.В. показала хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению работы, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Ягоднической ГЭС на реке Колыма. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме» заслуживает отличной оценки, а ее разработчик Курочкина Ю.В. присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 12.06.18


(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЯГОДНИЧЕСКОЙ 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	11
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	11
2 Водно-энергетические расчеты	13
2.1 Исходные данные.....	13
2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	13
2.2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	13
2.2.2 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)	14
2.2.3 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	15
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН энергосистемы.....	15
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	17
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	18
2.6 Водно-энергетический расчет	20
2.6.1. Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	21
2.6.2 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году	24
2.7 Определение рабочей и установленной мощности проектируемой ГЭС ...	24
2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей.....	25
2.9 Построение режимного поля	27
3 Основное и вспомогательное оборудование	30
3.1 Выбор системы и типа агрегатов	30
3.1.1 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	33
3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора	35
3.3 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора .	35
3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала	35
4 Электрическая часть	37
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.	37
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	38
4.2.1 Выбор трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками.....	38
4.2.2 Выбор трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками ...	40
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд	41
4.3 Распределительное устройство	41

4.3.1	Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН.....	41
4.3.2	Распределительное устройство.....	42
4.3.3	Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта.....	43
4.4	Выбор электрических аппаратов.....	44
4.4.1	Расчёт токов КЗ.....	44
4.4.3	Выбор генераторного выключателя.....	48
4.4.4	Выбор КРУЭ.....	48
5	Релейная защита и автоматика.....	50
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	50
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	51
5.3	Расчёт номинальных токов.....	52
5.4	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты.....	53
5.5	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG).....	53
5.6	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	55
5.7	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$).....	58
5.8	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий.....	58
5.9	Защита от симметричных перегрузок статора (I_1).....	62
5.10	Дистанционная защита генератора ($Z1<$), ($Z2<$).....	63
5.11	Защита ротора от перегрузки (I_r).....	66
5.12	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	67
6	Состав и компоновка сооружений.....	70
6.1	Определение класса сооружения.....	70
6.2	Определение отметки гребня плотины.....	70
6.2.1	Грунтовая плотина.....	70
6.3	Гидравлический расчет водосбросной плотины.....	73
6.3.2	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	75
6.3.3	Гашение энергии потока. Расчет водобойной стенки.....	75
6.4	Конструирование бетонной плотины.....	79
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины.....	79
6.4.2	Разрезка плотины швами.....	81
6.4.3	Быки.....	81
6.4.4	Устои.....	81
6.4.5	Дренаж тела бетонной плотины.....	82
6.4.6	Галереи в теле плотины. Ширина плотины по гребню. Затворы и подъемные механизмы.....	82
6.4.7	Элементы подземного контура плотины.....	83
6.5	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины.....	85
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину.....	85
6.5.2	Вес сооружения и механизмов.....	85
6.5.3	Гидростатическое давление.....	86
6.5.4	Равнодействующая взвешивающего давления.....	86
6.5.5	Волновое воздействие.....	86
6.5.6	Фильтрационные расчёты.....	87

6.5.7 Давление грунта	87
6.6 Расчёт прочности плотины	89
6.6.1 Критерии прочности плотины	91
6.6.2 Расчёт устойчивости плотины	92
7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	94
7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	94
7.2 Текущие расходы по гидроузлу	94
7.3 Налоговые расходы	96
7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	97
7.5 Оценка инвестиционного проекта	98
7.5.1 Методология, исходные данные	98
7.5.2 Коммерческая эффективность	99
7.5.3 Бюджетная эффективность	99
7.5.4 Анализ чувствительности.....	100
8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ягоднического ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность	103
8.1 Общие сведения о районе строительства	103
8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	104
8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	106
8.4 Отходы, образующиеся при строительстве	107
8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	108
9. Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме	110
9.1 Виды регулирования.....	110
9.1.1 Общие сведения.....	110
9.1.2 Требования к качеству регулирования	110
9.2 Первичное регулирование частоты.....	111
9.2.1 Требования к общему первичному регулированию	112
9.2.2 Критерии оценки участия электростанций в ОПРЧ.....	112
9.2.3 Требования к нормированному первичному регулированию частоты	113
9.3 Вторичное регулирование.....	114
9.3.1 Требования к вторичному регулированию.....	114
9.3.2 Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании	115
9.4 Третичное регулирование	115
9.5 Групповой регулятор активной мощности	116
9.5.1 Описание процесса деятельности.....	116
9.5.1 Функции системы ГРАМ.....	116
9.5.2 Устройство системы ГРАМ	117
9.6 Участие Камской ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме	118

9.6.1 Процесс регулирования частоты в ЕЭС после возникновения дефицита активной мощности	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	123
ПРИЛОЖЕНИЕ А-В	125

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЯГОДНИЧЕСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС	Ягодническая ГЭС
2. Местонахождение ГЭС	Магаданская область
3. Тип проектируемой установки	ГЭС
4. Характерные расходы воды	
а) среднемноголетний	531 м ³ /с,
б) всех турбин	846 м ³ /с,
в) максимальный обеспеченностью 0,1%	2381 м ³ /с,
г) минимальный	80 м ³ /с,
5. Параметры водохранилища:	
а) характер регулирования стока	Годовой,
б) отметки:	НПУ - 530 м; УМО – 516,83 м,
в) объемы водохранилища:	Полный 8,2 км ³ ; Полезный 3,1 км ³ .
6. Напоры	
а) максимальный	74,5 м,
б) расчетный	63,0 м,
в) минимальный	59,1 м.
7. Энергетические характеристики:	
а) мощность установленная	205 МВт,
б) среднемноголетняя выработка	1,32 млрд. кВт · ч
8. Плотины	
а) правобережная каменно-набросная грунтовая плотина,	
б) левобережная каменно-набросная грунтовая плотина,	
в) глухая бетонная плотина	
г) общая длина	632,8 м,
д) максимальная высота	98,2 м.
9. Водосбросные сооружения	
а) тип	Донный водосброс,
б) число и размер пролетов	9 пролётов шириной 4 м,
в) общая длина	72 м,
г) отметка гребня водослива	539,6 м.
11. Здание ГЭС:	
а) тип здания	Приплотинное,
б) число агрегатов	3,
в) тип спиральной камеры	Металлическая,
г) тип отсасывающей трубы	Изогнутая,
д) общая длина	47,4 м,

- е) ширина 28 м.
12. Основное оборудование:
- а) тип турбины РО- 75-В-355,
 - б) тип генератора 68,3 МВт,
 - в) мощность генератора СВ-780/190-32,
 - г) частота вращения 187,5 об/мин,
 - д) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220,
 - е) число трансформаторов 3.
13. Технико-экономические показатели:
- а) срок строительства 6 лет 1 месяц,
 - б) себестоимость энергии 0,20 руб/кВт·ч,
 - в) срок окупаемости 6 лет 1 месяц

ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. Энергетика имеет огромное значение, как для обычного потребителя, так и для всей промышленности. Россия обладает одним из самых мощных гидропотенциалов в мире, однако, по степени освоения экономически эффективных гидроресурсов Россия на данный момент уступает экономически развитым странам показатель в нашей стране равен порядка 20%, в то время как этот же показатель в развитых странах 50-90 %, лидером среди освоения является Западная Европа и Япония. Больше всего гидропотенциал в России используется в Европейской части на 50%, в Сибири составляет 20% и всего 4% - на Дальнем Востоке.

Вода является возобновляемым природным ресурсом, который не требует производственных затрат. А это означает, что себестоимость производства электроэнергии на ГЭС значительно ниже, именно это делает гидроэнергию конкурентно способной в условиях рынка. Прогнозируется, что в будущем доля гидроэнергетики в энергетическом балансе со временем будет продолжать возрастать.

Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях различного типа. Одним из основных сооружений ГЭС является плотина, которая служит для создания напора воды, после чего энергия воды преобразуется в электрическую. Необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов, так как в результате разрушения плотины, появляется угроза затопления больших территорий.

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

1 Общая часть

Колыма – река в Якутии и Магаданской области России. Река образуется от слияния рек Аян-Юрях и Кулу, берущих начало на Охотско-Колымском нагорье. Впадает в Колымский залив Восточно-Сибирского моря.

Основные притоки: Аскан, Сеймчан, Поповка, Ясачная, Зырянка, Ожогина, Седедема — слева; Средникан, Бахапча, Буюнда, Балыгычан, Сугой, Коркодон, Каменка, Берёзовка, Омолон, Анюй — справа.

На реке находится Колымская ГЭС, которая обеспечивает электроэнергией большую часть Магаданской области и Магадана.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат района континентальный с умеренным теплым летом и очень холодной зимой. Среднегодовая температура воздуха -12° . Средняя температура января -38° , абсолютный минимум -62° , средняя температура июля $+15^{\circ}$, абсолютный максимум $+35^{\circ}$. Переход температуры через 0° в среднем 10 мая и 27 сентября. В году 140 дней с температурой выше 0° , из них 16 дней с температурой $+15-20^{\circ}$.

Зимой около 80 дней с температурой -35° . Летом в любом месяце возможны заморозки. Относительная влажность воздуха за год в среднем 73%.

Осадки в пределах водохранилища колеблются от 292 до 456 мм, далее к горам до 70 – 1000мм. Минимум осадков в марте, максимум - в июле. Испарение с суши 265 мм.

Ветры в районе гидроузла преобладают западные и восточные со средней годовой скоростью 14-16 м/с. Максимальные скорости в теплое время до 40 м/с.

Снежный покров образуется в первой декаде октября, лежит от 239 до 212 дней. Высота снегового покрова от 50 до 120 см.

Район гидроузла входит в зону сплошной многолетней мерзлоты мощностью 120 – 250 м.

1.1.2 Гидрологические данные

Питание реки смешанное: снеговое (46 %), дождевое (44 %) и подземное (10 %). Половодье с середины мая по сентябрь. Размах колебаний уровня до 14 м. В летнее время уровень воды в Колыме падает, и только в период дождей наблюдается подъём воды и образование кратковременных паводков.

Расходный гидрологический ряд наблюдений р.Колыма за период 1940-1989 гг., предоставлен в приложении А, таблица А.1.

Максимальные мгновенные расходы воды наблюдаются как в период весеннего половодья, так и в период летне-осенних паводков. Кривая зависимо-

сти расходов от уровней воды р. Колыма в створе сооружений Ягоднической ГЭС показана на рисунке 1.1.

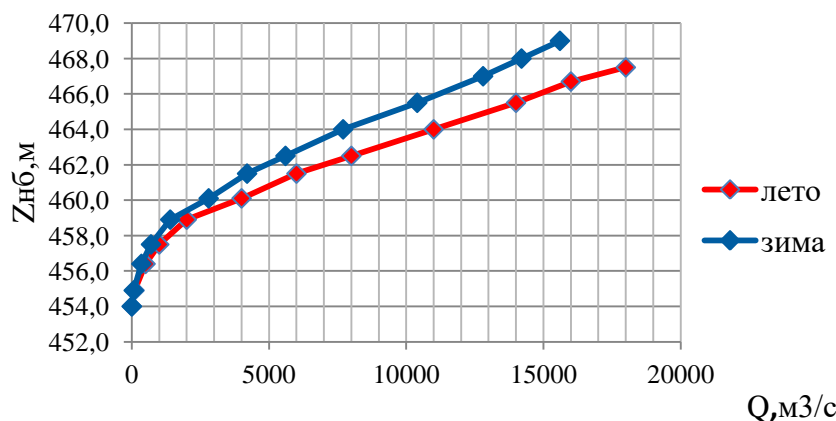


Рисунок 1.1– Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Кривая зависимости объемов Ягоднического водохранилища от уровня воды показана на рисунке 1.2.

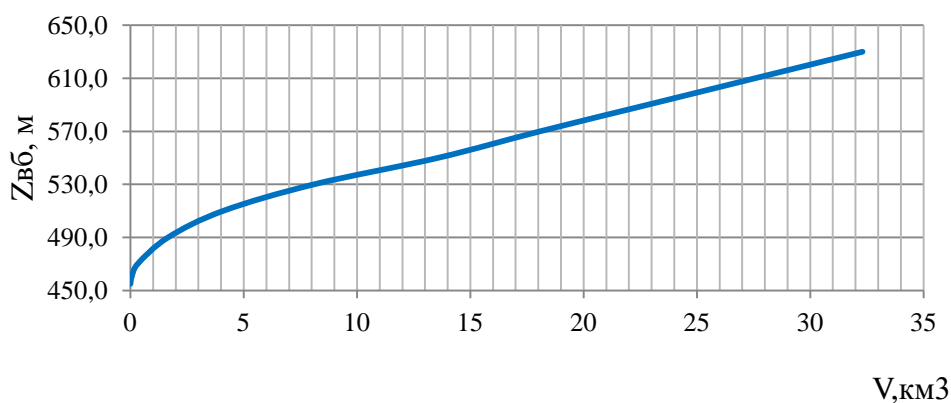


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня воды

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В основании створа Ягоднической ГЭС- скальные породы: известняки, доломиты.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Магаданская энергосистема осуществляет свою деятельность на территории Магаданской области, Чукотского автономного округа, частично республики Саха (Якутия) и обеспечивает централизованное электроснабжение потребителей на этих территориях.

Энергосистема состоит из 4 отдельно работающих энергоузлов. Основной особенностью ОАО "Магаданэнерго" является их изолированность и удалённость от электросетей РАО "ЭС Востока". Кроме того, Магаданская область

не имеет железных дорог и не связана наземным транспортом с другими регионами Российской Федерации.

Присоединение их к ОЭС «Востока» и Якутии в ближайшей перспективе не предполагается. Параллельно с энергоисточниками ОАО «Магаданэнерго» в качестве блок станции работает Колымская ГЭС ($N_{\text{уст}}=900$ МВт; $\mathcal{E}_{\text{ср.сут}}5376$ МВт·ч).

Расчет зимней и летней интегральных кривых нагрузок представлен в приложении А, таблица А.2.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

- 1) Энергосистема «Магаданэнерго»;
- 2) Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,7.
- 3) Коэффициент мощности $k_N=8,7$;
- 4) Нагрузочный резерв системы 1,5%;
- 5) Аварийный резерв системы 7%;
- 6) Потери напора в подводящих сооружениях $\Delta h=1$ м;
- 7) Требования участников ВКХ и потери воды определены из условий географического положения реки, ее климатической зоны, свойств основания почв и расположения водозаборных установок в НБ.

2.2 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

Для выбора установленной мощности ГЭС и расчета среднемноголетней выработки необходимо разобраться с условиями водности реки в заданном створе, исходя из представленных гидрографов за 1940-1989 гг., и определить расходы маловодного и средневодного года.

Для этого нам необходимо разделить каждый год на два периода – многоводный (половодье) и маловодный (межень).

В первом приближении будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья. По результатам расчетов к периоду половодья относятся V, VI, VII, VIII и IX месяцы; к периоду межени относятся X, XI, XII и I, II, III, IV месяцы. Данный расчет предоставлен в приложении А, таблица А.1.

Вычисляем средние расходы для всех лет ряда за год, межень и период половодья.

По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\% , \quad (2.1)$$

где m -порядковый номер члена ряда расходов, в убывающем порядке;
 n -общее число членов ряда.

Результаты приводятся в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья

P, %	год	Ср. год	год	Qме ж.	год	Qпав.	P, %	год	Ср. год	год	Qмж	год	Qпв.
2	1948	406	1989	45	1985	950	51	1989	285	1947	18	1972	651
4	1985	406	1951	34	1948	948	53	1962	280	1962	17	1962	651
6	1941	403	1988	33	1941	948	55	1972	278	1959	17	1965	633
8	1949	387	1952	30	1949	889	57	1965	276	1961	17	1959	622
10	1951	386	1949	28	1951	879	59	1959	269	1982	17	1989	620
12	1988	377	1963	27	1988	858	61	1958	268	1943	17	1958	619
14	1986	371	1986	27	1986	852	63	1961	264	1955	17	1961	610
16	1943	357	1967	25	1943	833	65	1969	263	1984	17	1969	602
18	1967	349	1950	23	1968	807	67	1954	261	1958	16	1954	601
20	1968	344	1987	22	1953	806	69	1942	253	1980	16	1942	586
22	1953	343	1973	21	1967	804	71	1966	246	1975	16	1979	568
24	1975	341	1957	21	1975	797	73	1979	245	1942	15	1966	564
25	1980	340	1944	21	1980	793	75	1957	243	1972	15	1957	553
27	1947	338	1946	21	1947	785	76	1960	229	1940	15	1960	532
29	1984	337	1981	21	1984	784	78	1944	219	1941	15	1944	497
31	1945	334	1965	20	1945	775	80	1981	219	1979	14	1981	496
33	1982	332	1969	20	1982	772	82	1946	217	1977	14	1946	492
35	1978	327	1974	20	1978	767	84	1983	216	1978	14	1983	491
37	1950	321	1983	20	1950	738	86	1940	204	1968	13	1940	468
39	1987	320	1948	19	1987	737	88	1977	203	1953	12	1977	467
41	1970	306	1966	19	1970	708	90	1964	187	1964	12	1964	435
43	1955	305	1970	18	1955	707	92	1971	180	1960	12	1971	416
45	1974	301	1945	18	1974	694	94	1956	179	1971	11	1956	415
47	1963	292	1954	18	1963	664	96	1976	153	1956	10	1976	356
49	1952	289	1985	18	1952	651	98	1973	146	1976	8	1973	320

2.2.2 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

При заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности конкретного года не присутствует. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы расчетной обеспеченности: 1952 г. и 1989 г. вычисляя коэффициенты приведения по межени и половодью, оказалось, что коэффициенты далеки от единицы.

Так как средний расход за 1962г. по обеспеченности совпал со средним расходом в половодье, и средним расходом в межень, принимаем данный год за средневодный по его первоначальному гидрографу, без каких либо изменений. Данный гидрограф представлен в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Расчётный средневодный год

Расходы в метрах кубических в секунду

год	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
1962	5	3	2	2	354	990	761	755	394	67	27	12

2.2.3 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Средний расход за 1964г. по обеспеченности совпал со средним расходом в половодье, и средним расходом в межень, принимаем данный год за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких либо изменений. Данный гидрограф представлен в таблице 2.3. Гидрографы средневодного и маловодного годов приведен на рисунке 2.1.

Таблица 2.3 – Расчётный маловодный год

Расходы в метрах кубических в секунду

год	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
1964	7	7	2	9	188	766	513	517	191	22	26	11

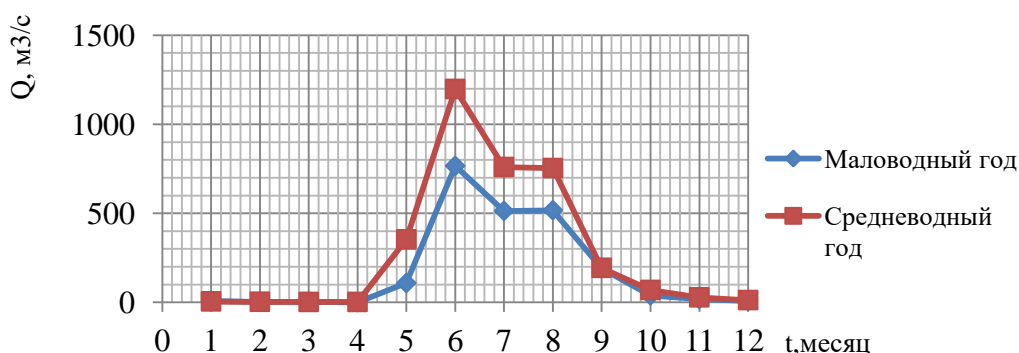


Рисунок 2.1 - Гидрографы средневодного и маловодного годов

Из рисунка 2.1 видно, что расходы в маловодном году не превышают расходы в средневодном году, дальнейшая корректировка не требуется.

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН энергосистемы

Суточные графики нагрузки и их интегральные кривые потребуются для определения рабочей мощности ГЭС при известной энергоотдаче каждого месяца, которая будет определена в ходе водно-энергетических расчетов. Также ИКН используется для определения места работы ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы.

Для заданного района расположения (Север) и числа часов использования ее годового максимума нагрузки ($T = 6250$ ч) по справочным данным определяются коэффициенты плотности суточного летнего $\beta_{лет} = 0,86$ и зимнего $\beta_{зим} = 0,83$ графиков нагрузки, а также коэффициент летнего снижения нагрузки относительно зимнего статического максимума $\alpha_{л} = 0,534$.

Нагрузки в любой час зимы и лета вычисляются по формулам:

$$P_t^3 = P_3^{\max}(\alpha_t^3 \cdot \beta_{сут}^3 + b_t^3); \quad (2.2)$$

$$P_t^l = P_l^{\max} \cdot \alpha_l(\alpha_t^l \cdot \beta_{сут}^l + b_t^l), \quad (2.3)$$

где $\alpha_t^3, \beta_{сут}^3, \alpha_t^l, \beta_{сут}^l$ - коэффициенты нагрузки типовых суточных графиков, зависящие от района расположения энергосистемы. Полученные данные сведены в таблицу 2.4

Таблица 2.4 – Расчёт суточных графиков

Часы	Зима					Лето				
	P_c^{\max}	α_t^3	$\beta_{зим}^3$	β_t^3	P_t^3	α_l	α_t^l	$\beta_{сут}^l$	β_t^l	P_t^l
0	1300	2,04	0,83	-1,03	862	0,53	1,86	0,86	-0,84	527
1		2,28		-1,27	809		2,06		-1,04	508
2		2,3		-1,3	792		2,15		-1,14	492
3		2,3		-1,33	753		2,25		-1,25	476
4		2,3		-1,3	792		2,34		-1,33	474
5		2,34		-1,32	809		2,19		-1,2	474
6		2,36		-1,3	856		2,06		-1,07	487
7		1,55		-0,55	957		1,5		-0,505	545
8		0,84		0,16	1114		0,85		0,15	612
9		0,16		0,834	1257		0,163		0,84	680
10		0,195		0,79	1237		0		1	694
11		0,292		0,68	1199		0,26		0,742	670
12		0,455		0,5	1141		0,49		0,508	645
13		0,39		0,575	1168		0,39		0,611	657
14		0,29		0,697	1219		0,26		0,742	670
15		0,33		0,641	1189		0,39		0,665	694
16		0,454		0,53	1179		0,62		0,38	634
17		0,098		0,9	1276		0,39		0,606	654
18		0		1	1300		0,49		0,508	645
19		0,162		0,84	1267		0,62		0,38	634
20		0,24		0,742	1224		0,66		0,313	611
21		0,29		0,707	1232		0,62		0,39	641
22		0,78		0,22	1128		0,75		0,26	628
23		0,8		0,36	1331		1,14		0,125	767

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, определяем временные интервалы этих зон и определяем выработку электроэнергии в данной зоне.

$$\Delta P_n = N_{\text{ранж.п}}; \quad (2.4)$$

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P \cdot \Delta T; \quad (2.5)$$

$$\mathcal{E}_n = \Delta \mathcal{E}_n + \mathcal{E}_{n-1}; \quad (2.6)$$

$$P_n = \Delta P_n + P_{n-1}. \quad (2.7)$$

Данные для построения интегральных кривых нагрузки, для летнего и зимнего периодов, представлены в приложении А таблице А2. ИКН летних и зимних суток представлены в приложении А, рисунок А.1 и А.2.

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Следующий этап – построение годовых графиков нагрузки энергосистемы, как максимальных, так и средних. Данные графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Для построения максимального графика необходимо из летнего и зимнего суточных графиков энергосистемы выделить максимум потребления: $P_{\text{л}}^{\text{max}} = 767$ МВт, $P_{\text{з}}^{\text{max}} = 1331$ МВт.

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца:

$$P_t^{\text{max}} = a + b \cdot \cos |30^\circ \cdot t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180}, \quad (2.8)$$

где t - порядковый номер месяца.

$$a = \frac{P_{\text{з}}^{\text{max}} + P_{\text{л}}^{\text{max}}}{2} = \frac{1331 + 767}{2} = 1049; \quad (2.9)$$

$$b = \frac{P_{\text{з}}^{\text{max}} - P_{\text{л}}^{\text{max}}}{2} = \frac{1331 - 767}{2} = 282. \quad (2.10)$$

Среднемесячный график строится аналогично, только по данным среднего потребления за зимний и летний месяц: $P_{\text{л}}^{\text{cp}} = 605$ МВт, $P_{\text{з}}^{\text{cp}} = 1078$ МВт.

Рассчитываем среднюю нагрузку системы:

$$a = \frac{P_{\text{з}}^{\text{max}} + P_{\text{л}}^{\text{max}}}{2} = \frac{1087 + 605}{2} = 846; \quad (2.11)$$

$$b = \frac{P_{\text{з}}^{\text{max}} - P_{\text{л}}^{\text{max}}}{2} = \frac{1087 - 605}{2} = 241. \quad (2.12)$$

Результаты расчета максимальной и средней нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.5 и рисунке 2.2; 2.3.

Таблица 2.5 – Результаты расчёта максимальной и средней нагрузки энергосистемы

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_{\max} , МВт	1321	1249	1023	878	781	677	677	781	878	1023	1249	1321
$P_{\text{сред}}$, МВт	1079	1016	908	784	675	613	613	675	783	908	1016	1079

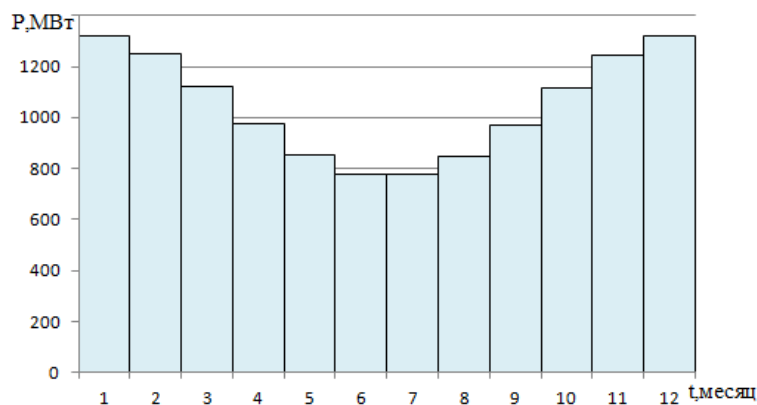


Рисунок 2.2 - График максимальных мощностей

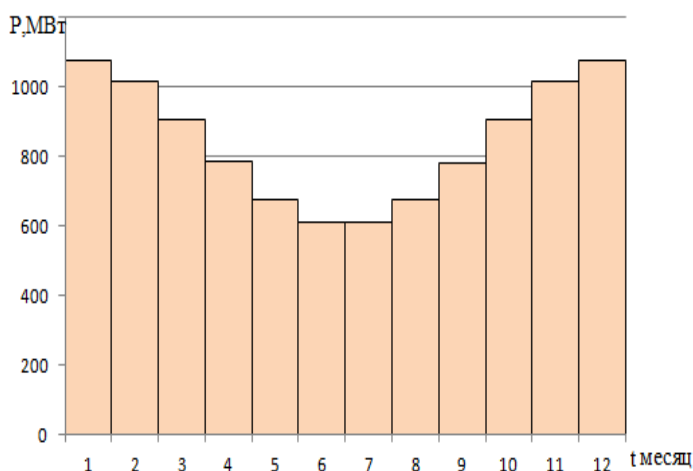


Рисунок 2.3 - График среднемесячных мощностей

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Для выбранного расчетного маловодного года 1962г. вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.13)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,7$;

$Q^{\text{пр}90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{ГЭС}^{подв}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.14)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,8$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.15)$$

где $Q_{ВХК}$ - расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, m^3/c .

Режим работы без регулирования с учётом ВХК представлен в таблице 2.6. Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.7. С учётом этих данных строится баланс энергии, который представлен на рисунке 2.4.

Таблица 2.6 - Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{пр90\%}, m^3/c$	7	7	2	9	188	766	513	517	191	22	26	11
$Q_{ВХК}, m^3/c$	80	80	80	160	160	160	160	160	160	80	80	80
$Q_{фильт}, m^3/c$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{исп}, m^3/c$	0	0	0	7	7	7	14	7	7	0	0	0
$Q_{лед}, m^3/c$	4	3	0	0	-25	0	0	0	0	2	8	8
Суммарные потери	6	5	2	9	-16	9	16	9	9	4	10	10
$Q_{пол.быт}, m^3/c$	1	2	0	0	204	757	497	508	182	18	16	1
$Z_{вб}, м$	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530
$Z_{нб}, м$	454	454	454	454	455	458	457	457	455	454	454	454
$H_{пол}, м$	75	75	75	75	74	71	72	72	74	75	75	75
$N_{водот(быт)}, МВт$	1	1	1	1	132	476	316	323	118	12	11	1
$N_{вхк}, МВт$	53	53	53	105	102	100	102	104	104	53	53	53
$N_{вод}-N_{вхк}, МВт$	-52	-51	-52	-105	30	376	215	219	14	-41	-42	-52
$N_{быт}-N_{вхк}= 458 \text{ МВт}$												

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования.

Таблица 2.7 - Данные для построения баланса энергии

t, месяцы	Рср, МВт	Нбыт, МВт	Нвхк, МВт
1	1079	1	53
2	1016	1	53
3	908	1	53
4	784	1	105
5	675	132	102
6	613	476	100
7	613	316	102
8	675	323	104
9	783	118	104
10	908	12	53
11	1016	11	53
12	1079	1	53

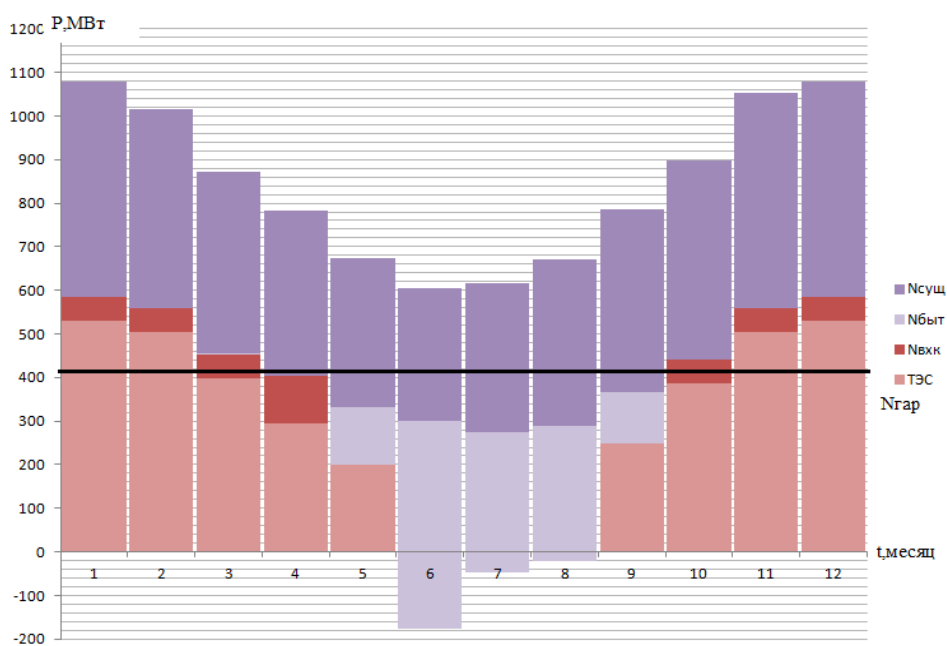


Рисунок 2.4 - Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.6 Водно-энергетический расчет

Основной задачей водно-энергетического расчёта является по известным расчётным гидрографам маловодного и средневодного года, требованиям водохозяйственного комплекса, годовому графику среднемесячных мощностей определить: гарантированные мощности, минимальный уровень сработки водохранилища (т.е. уровня мёртвого объёма), среднемноголетнюю выработку. Так же на основе ВЭР производится определение рабочей мощности и, как следствие, установленной мощности проектируемой станции.

2.6.1. Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

В маловодном году режим работы определяется тем, что в месяцы, в которые мы условились выдавать гарантированную мощность работаем выдавая эту мощность, а в остальные главным условием будет выдача в НБ расхода, который от нас требует ВХК.

Расчет начинается с первого месяца, следующего за половодьем, когда вынуждены использовать воду из водохранилища на покрытие нагрузки, т.е. когда бытового стока недостаточно, чтобы работать той мощностью, которая определена предыдущим расчетом.

Полезный расход за каждый месяц маловодного года был рассчитан в таблице 2.6. Расход на фильтрацию и потребности ВХК заданы в первоначальных данных.

Величиной $Q_t^{ВДХ}$ варьируем для достижения нужной мощности и пропускаемого расхода через турбины. Причём, при сработке из водохранилища величина $Q_t^{ВДХ}$ берется со знаком плюс, при наполнении – минус.

Важным условием является то, что расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Сработка водохранилища производится от отметки НПУ = 530 м, при которой объем равен $V_n = 8,1 \text{ км}^3$;

Конечный объем водохранилища текущего интервала времени (месяца) является начальным для расчета режима следующего за ним месяца.

Далее методом последовательных итераций определяется отметка верхнего бьефа в конце месячного интервала. Отметка должна быть такова, чтобы использованной из водохранилища воды было достаточно для выработки заданной мощности в зимние месяцы, и пропуска необходимого расхода в НБ в летние месяцы. Конечная отметка верхнего бьефа текущего интервала времени (месяца) является начальной для расчета режима следующего месяца.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объема воды в водохранилище по кривой связи, которая представлена на рисунке 2.5.

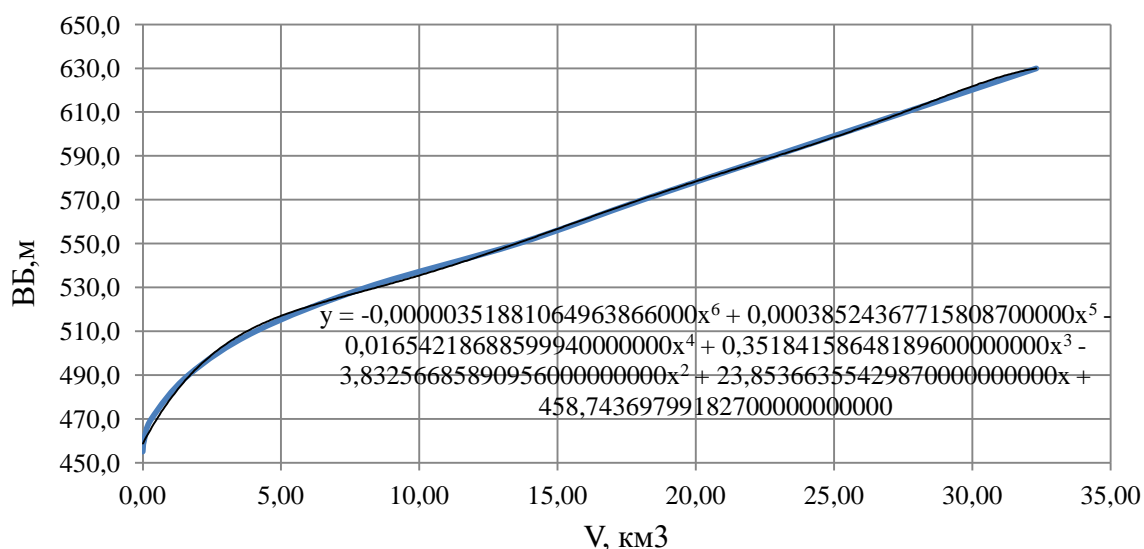


Рисунок 2.5 – График зависимости $Z_{BB} = f(V)$

Принимаем следующее допущение – расход в течение месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течение месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе к следующему интервалу времени. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ, которые представлены на рисунке 2.6, исходя из известного расхода в НБ.

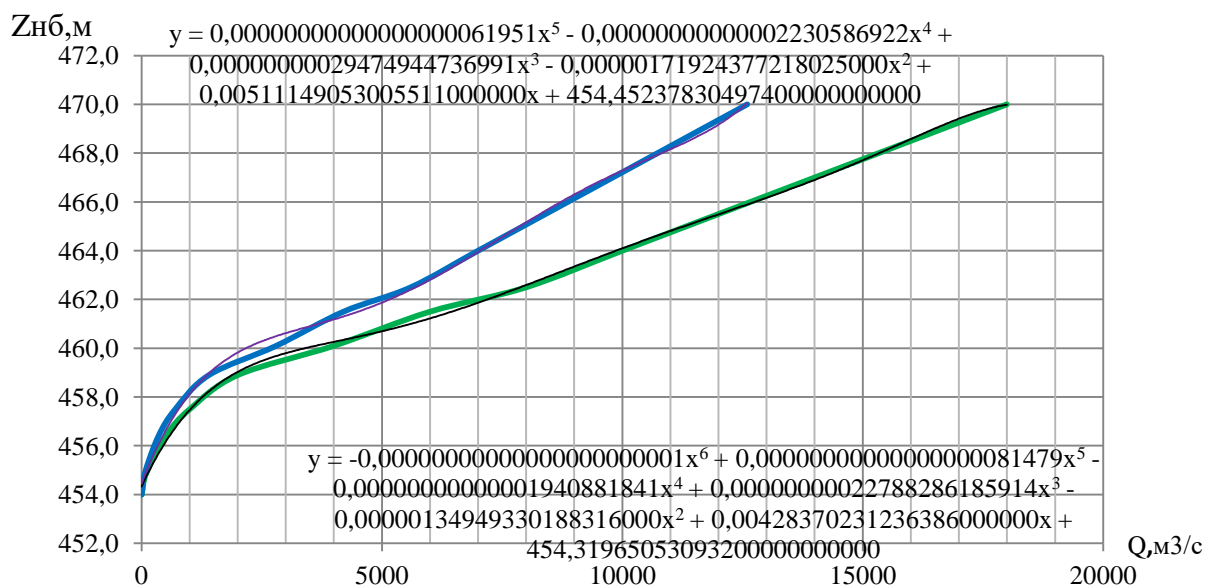


Рисунок 2.6 - Кривые расходов гидроузла

В результате проведения расчёта сработки-наполнения водохранилища в конце цикла регулирования водохранилище было выше отметки НПУ. Производим расчёт сработки-наполнения водохранилища, изменяя мощности в месяца, попавшие под регулирование, до тех пор, пока не будет произведён пол-

ный цикл сработки-наполнения, полученная таблица представлена в приложении А, таблица А3 – первая итерация, таблица А4 – конечная итерация.

По полученным данным в приложении А таблицы А4 строим график сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году рисунок 2.7.

Результатом сработки-наполнения маловодного года являются:

- Гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{гар}} = 167$ (МВт);
- Уровень мёртвого объёма – УМО = 516,83 (м).

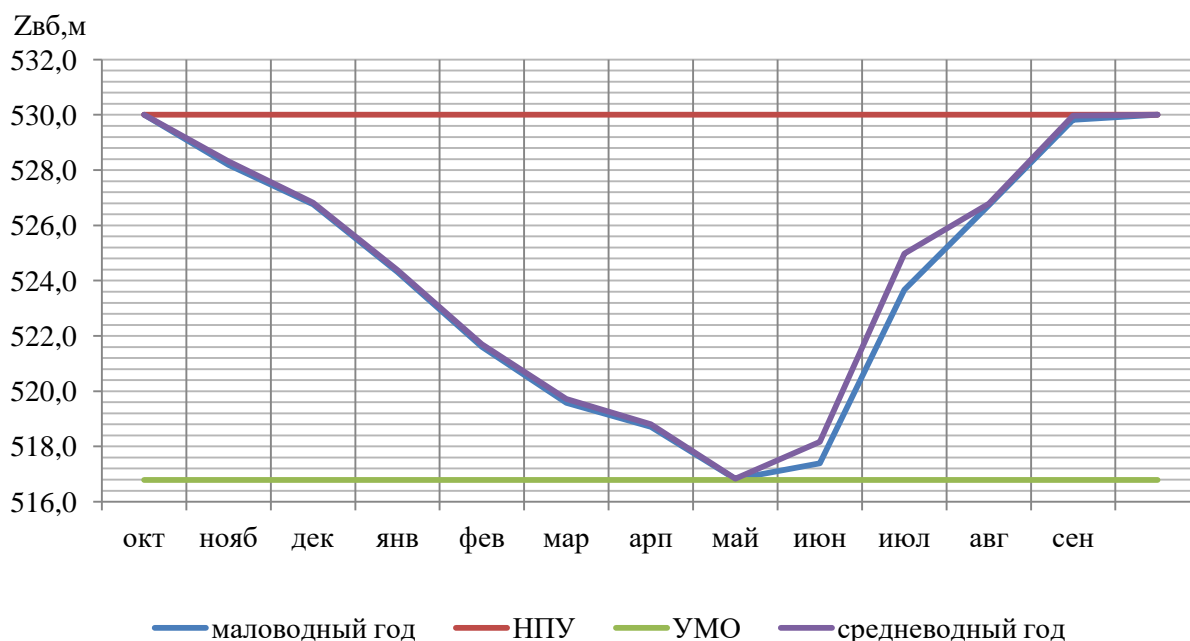


Рисунок 2.7 - График сработки и накопления водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году

Используя кривую связи объёмов водохранилища от уровня воды рисунок 2.6 определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 8,1 - 4,97 = 3,14 \text{ км}^3 \quad (2.16)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 3,77 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС.

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{3,77 \cdot 10^9}{9,05 \cdot 10^9} = 0,41; \quad (2.17)$$

$$\bar{W} = \frac{\Sigma Q_{\text{год}}^{\text{ср}} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{288 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 9,08 \text{ км}^3. \quad (2.18)$$

2.6.2 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Был рассмотрен режим наполнения водохранилища режим по мощностям в период наполнения в маловодном году, расчёты представлены в приложении А, таблица А.5.

По данному режиму была рассчитана выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки. График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном году представлен на рисунке 2.8.

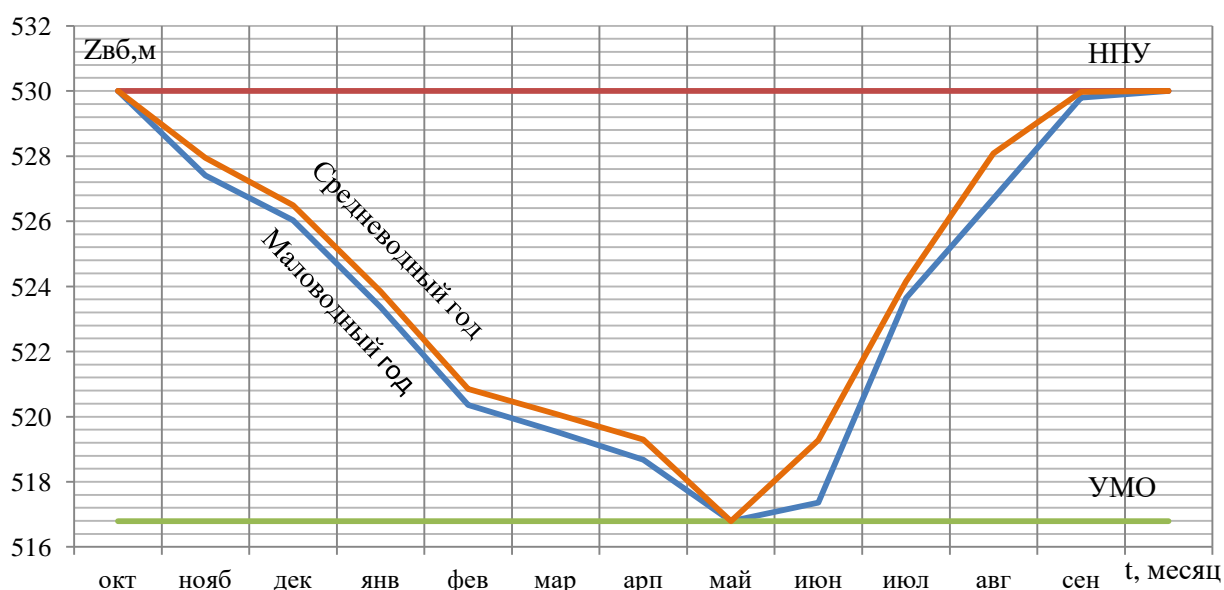


Рисунок 2.8 - График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном году

2.7 Определение рабочей и установленной мощности проектируемой ГЭС

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы проектируемой электростанции: Ягодническая ГЭС. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок. ИКН летних и зимних суток представлены на рисунках 2.9 и 2.10.

В часы пиковой нагрузки зимнего дня Ягодническая ГЭС будет работать с мощностью $N=143$ МВт ($\mathcal{E} = 2,95$ млн.кВт·ч), в часы базовой нагрузки по мощности $N= 58$ МВт ($\mathcal{E} = 1,2$ мил.кВт·ч).

Полная мощность зимнего дня $N_{\text{раб}} = 201$ МВт.

В пиковые часы нагрузки летнего дня с $N=107$ МВт ($\mathcal{E}=2,5$ млн. кВт·ч)

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} = 201 + 4 = 205 \text{ МВт.} \quad (2.19)$$

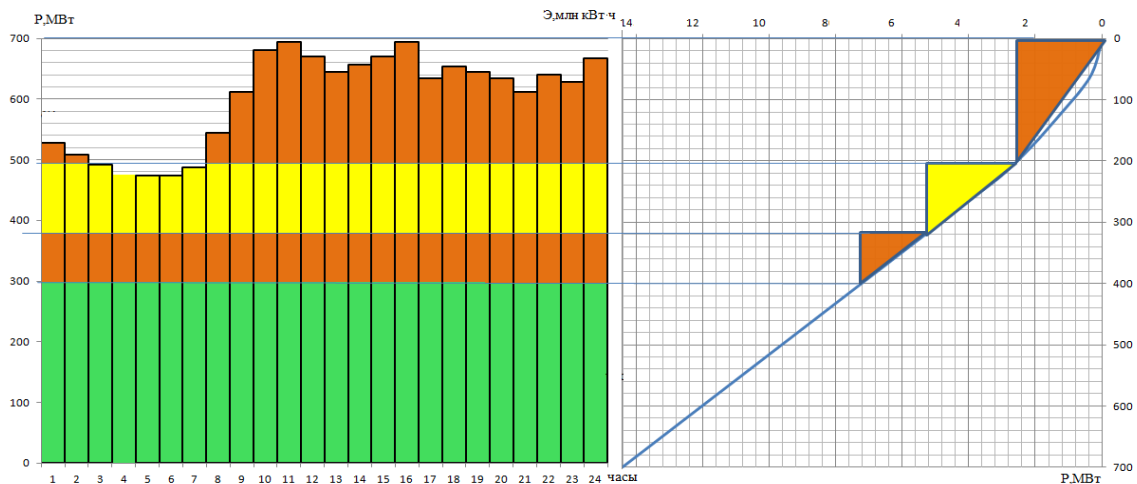


Рисунок 2.9 - ИКН летних суток

Оранжевый цвет - существующая Колымская ГЭС с установленной мощностью 900 МВт, выработкой 5,37 млн кВт·ч. Желтый- проектируемая Ягодническая ГЭС с рабочей мощностью 116 МВт, выработкой 2,7 млн кВт·ч.

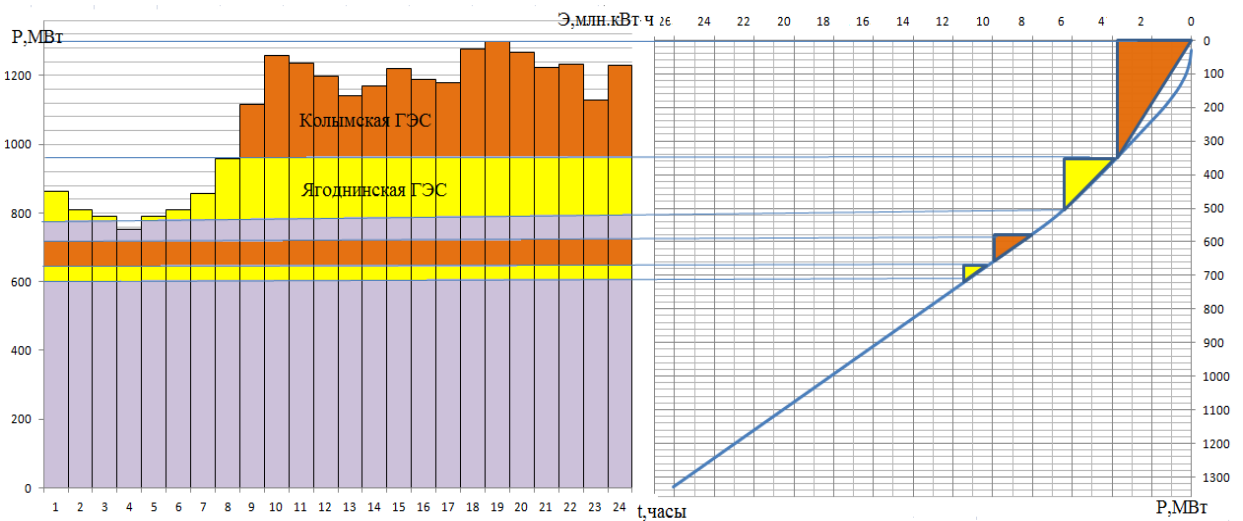


Рисунок 2.10 - ИКН зимних суток

Оранжевый- существующая Колымская ГЭС с установленной мощностью 900 МВт, выработкой 5 млн кВт·ч; фиолетовый проектируемая Ягодническая ГЭС с рабочей мощностью 201 МВт, выработкой 4 млн кВт·ч.

2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $1,5\% P_t^{max}$, аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС.

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot \frac{1}{2} = \frac{900}{6 \cdot 2} = 225 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.20)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} = \frac{205}{4 \cdot 2} = 31 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.21)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 = \frac{617}{4} + \frac{617}{2} = 462 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.22)$$

Полученные данные сведены в таблицу А.6 приложения А. В результате построен график который представлен на рисунке 2.11.

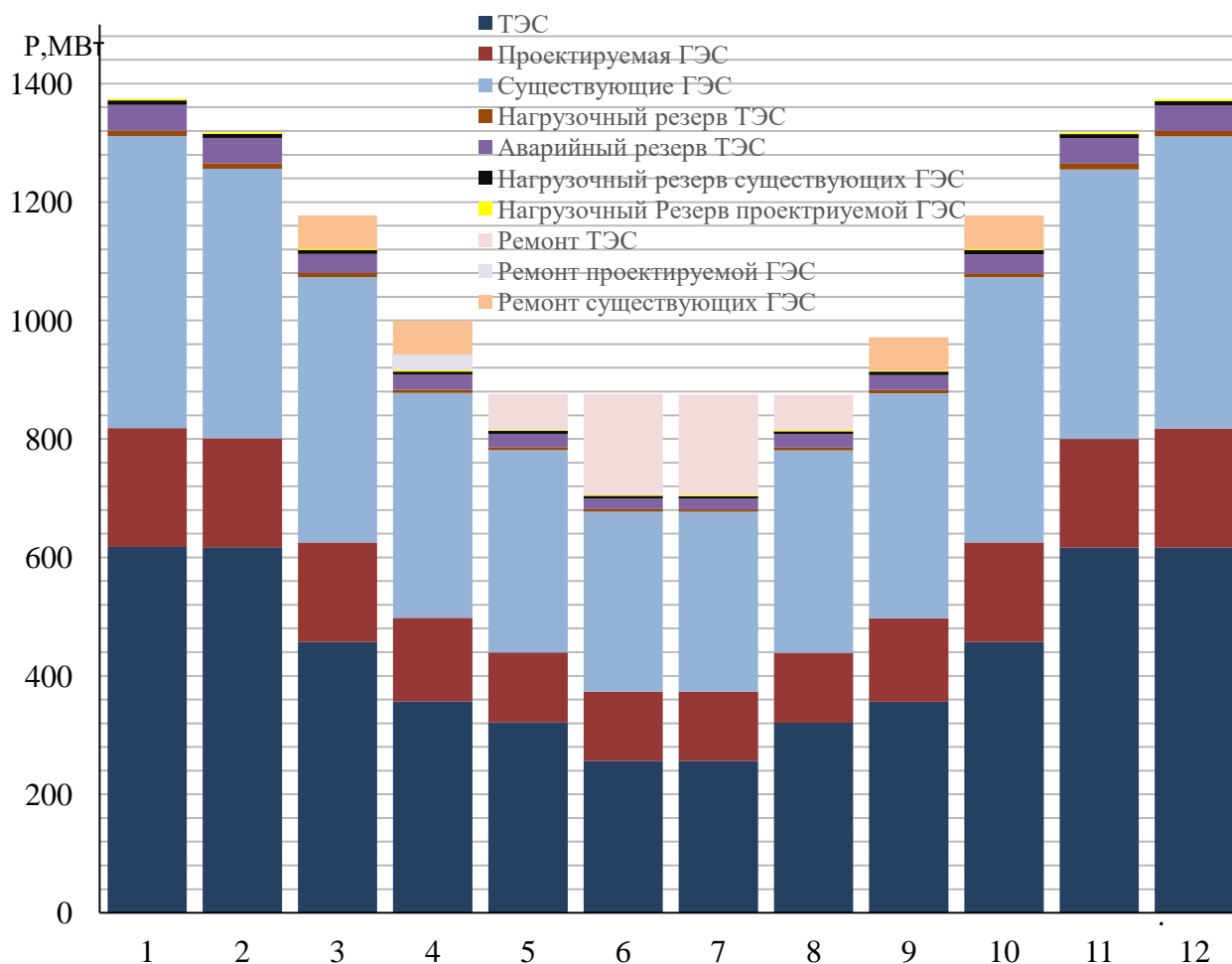


Рисунок 2.11 - Баланс мощности

2.9 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

$Z_{нб}(V_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода (рисунок 2.1);

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (2.23)$$

где $k_N = 8,7$ – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости :

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (2.24)$$

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

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{вхк} = 40 \text{ км}^3/\text{с}$.

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов, расчёты сведены в таблицу 2.8. Режимное поле представлено на рисунке 2.12.

Таблица 2.8 - Данные для построения режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб(зима)	Ннпу	Нумо	Нзвб1	Н	Q	Н	Q
м ³ /с	м	м	м	м	м	м ³ /с	м	м ³ /с
0	454,25	74,95	61,7	65,3	74,3	283	63,4	332
100	454,89	74,11	61,1	64,7	74,0	284	62,7	330
500	456,86	72,14	59,1	62,7	73,5	286	61,3	326
1000	458,33	70,67	57,7	61,2	73,0	288	61,0	325
2000	459,46	69,54	56,5	60,1	72,0	292	60,9	325
4000	461,29	67,71	54,7	58,3	71,0	296	60,6	324
6000	462,48	66,52	53,5	57,1	70,0	300	60,4	324
8000	464,47	64,53	51,5	55,1	69,0	305	60,3	324
10000	465,76	63,24	50,2	53,8	68,0	309	60,2	323
12000	467,90	61,10	48,1	51,7	67,0	314	60,0	323
14000	469,02	59,98	47,0	50,5	66,0	319	59,8	322
16000	470,65	58,35	45,3	48,9	65,0	324	59,6	322
18000	471,25	57,75	44,7	48,3	64,5	326	59,4	321
20000	472,36	56,64	43,6	47,2	63,4	332	59,1	320

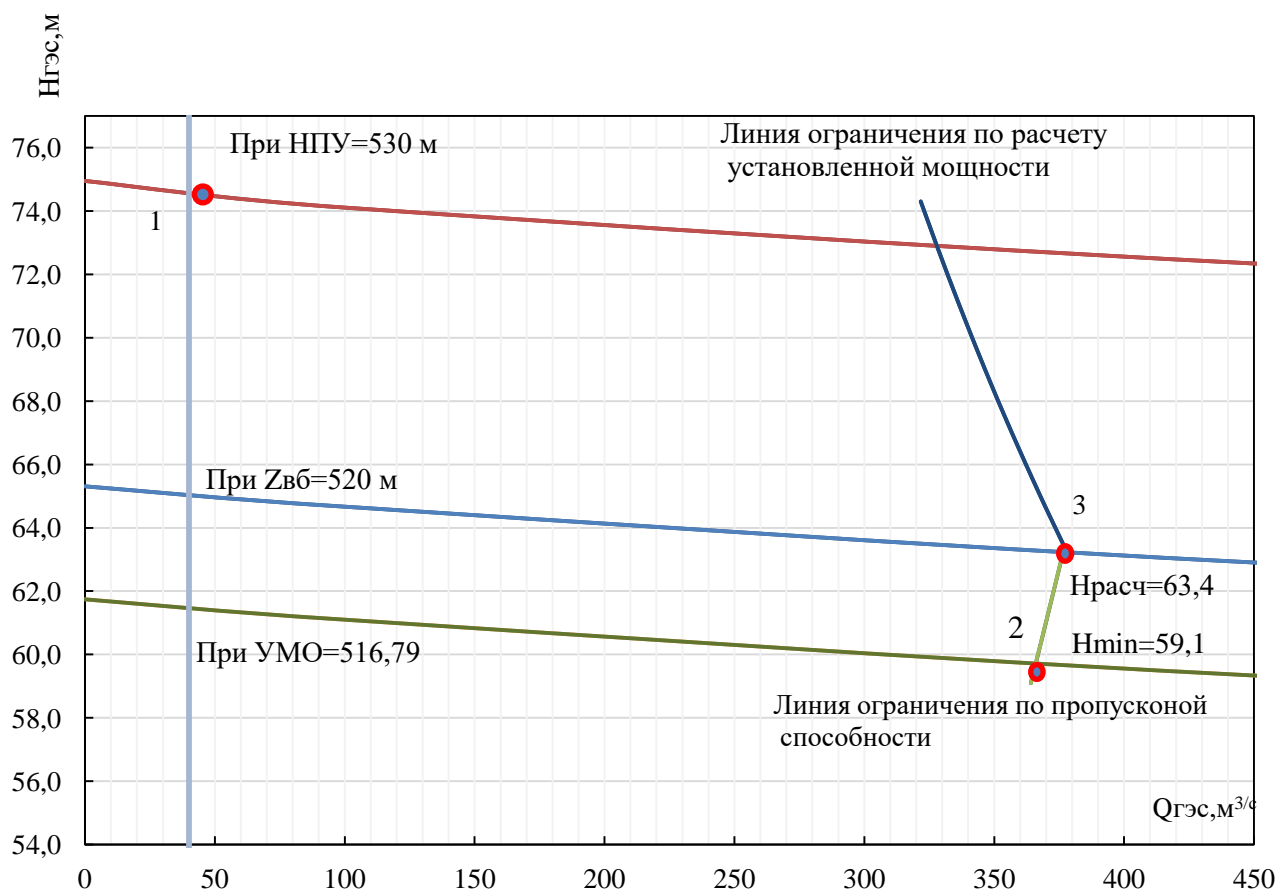


Рисунок 2.12 - Режимное поле Ягоднического водохранилища

Из построенного режимного поля определяем:

- Максимальный напор $H_{\max} = 74,9$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- Расчётный напор $H_{\text{расч}} = 63$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- Минимальный напор $H_{\min} = 59,1$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор системы и типа агрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{\max}=74,5\text{м}$ было близко к предельному напору $H_{\text{пред}}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{\max} \leq H_{\text{пред}}$.

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- Радиально-осевая РО-75-В;
- Поворотно-лопастная ПЛД-90-В.

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (таблица 3.1):

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		РО-75-В	ПЛД-90-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{м}$	75	90
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,6	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 \text{ opt}}, \text{об/м}$	83	85
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 \text{ opt}}, \text{л/с}$	1020	820
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,920	0,921
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1 \text{ max}}, \text{л/с}$	1200	130
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1 \text{ max}})$	0,13	0,45
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 \text{ м}}, \text{м}$	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4	4
Температура	$t_{\text{мод}}, \text{°C}$	20	16

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД. ($Q'_{(p1)} = 1,160 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$, $\eta'_{(p1)} = 0,887$ – для РО75-В, $Q'_{(p1)} = 1,27 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$, $\eta'_{(p1)} = 0,906$ – для ПЛД90-В).

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.1)$$

где $\eta_{(p1)}$, D_{1M} , H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_H , v_M – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ;

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

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.ср}, \quad (3.2)$$

где $Q'_{(p1)}$ – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{г.ср}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст} = 205$ МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.4)$$

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

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{\max} , H_p и H_{\min} , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{I\max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}}; \quad (3.5)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}; \quad (3.6)$$

$$n'_{I\min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} \quad (3.7)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}} \quad (3.8)$$

Приведенный расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.9)$$

где Q_{\min} – минимальный расход через станцию.

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2, 3.3, для РО75-В и ПЛД90-В соответственно.

Таблица 3.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО75-В

D_1 , м	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4
η_T , %	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928	0,928
N' агр, кВт	50198,6	55370,8	62663,2	70408,3	78606,4	89491,3
z , шт	4,08	3,70	3,27	2,91	2,61	2,29
z_a , шт	4	4	4	3	3	3
N агр,кВт	51250,0	51250,0	51250,0	68333,3	68333,3	68333,3
Δ_1	1,043	1,044	1,045	1,045	1,046	1,046
n' с, об/мин	230,98	220,04	206,96	195,36	184,99	173,48
n синх, об/мин	230,8	230,8	214,3	200	187,5	187,5
n' max, об/мин	78,53	82,44	81,38	80,46	79,66	84,95
n' расч, об/мин	82,93	87,06	85,94	84,97	84,13	89,71

Окончание таблицы 3.2

D1, м	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4
n' min, об/мин	87,36	91,71	90,53	89,51	88,62	94,50
Q·ηт	1,1	1,0	0,9	1,0	0,9	0,8
Q·ηт при Hmax	0,93	0,8	0,7	0,9	0,8	0,7

Таблица 3.3- Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД90-В

D1,м	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
Ют, %	0,937	0,937	0,938	0,938	0,939	0,939
N' агр, кВт	61471,5	69561,1	78152,3	87245,4	99317,7	112174,6
z шт	3,3349	2,9471	2,6231	2,3497	2,0641	1,8275
z а, шт	4	3	3	3	3	2
N агр,кВт	51250	68333	68333	68333	68333	102500
Δl	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
n' c , об/мин	219,33	206,29	194,72	184,37	172,89	162,76
n синх, об/мин	230,8	214,3	200	187,5	187,5	166,7
n' max, об/мин	83	82	81	80	85	81
n' расч, об/мин	87	86	85	84	90	85
n' min, об/мин	92	91	90	89	95	90
Q·ηт	1,0	1,2	1,0	0,9	0,8	1,1
Q·ηт при Hmax	0,8	1,0	0,9	0,8	0,7	0,9

Далее рассматриваем турбину РО75-В-375 и турбину ПЛД90-В-375, так как при других диаметрах расчетная точка на главной универсальной характеристике находится за пределами рекомендуемой зоной работы, линия ограничения по пропускной способности находится в недопустимом диапазоне.

Зона работы данных турбин представлена на УХ Приложении Б рисунок Б.1 и Б.2.

3.1.1 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчёт производим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.} (Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.10)$$

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

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

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и Нрасч;
3. Работа одного агрегата при Нmin и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{Х}, \quad (3.11)$$

где $B=10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;

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

1,5- конструктивный запас;

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

$Z_{Х.Пл.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО равна $\frac{B_0}{2}$; $B_0 = \frac{B_{0М} \cdot D_{1Н}}{D_{1М}}$.

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D1,м	Za,шт	nc,об/мин	Na,МВт	Hs1,м	Hs2,м	Hs3,м	ηт,%
РО75	3,75	3	187,5	68,3	-0,22	-1,63	-3,08	93
ПЛД90	3,75	3	187,37	68,3	-6,51	-16,10	-10,90	94

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину РО-75-В-355, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -3,08$. Для этого случая $Z_{НБ}=456$. Тогда заглубление по формуле (3.10):

$$\forall Z_{р.к.} = 456 + (-3,08) = 452,92 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.2 Выбор типа серийного гидрогенератора.

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{68,3}{0,81} = 84,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.12)$$

где $\cos\varphi$ принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{187,5} = 32. \quad (3.13)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-780/190-32.

3.3 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме [6] для турбины РО75-В-355 определим тип маслонапорной установки: МНУ 2,5/1 – 40 – 4 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 2,5 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 4– 2 вместимостью 4 м³ с двумя насосами.

Выбираем электрогидравлический регулятор [6]: ЭГР – 2И1 – 150 – 11.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–11;

Принимаем к установке в машинном зале ГЭС кран полумостовой 300+100/20 т, грузоподъемностью главного крюка 300 т и вспомогательного крюка 100/20 т.

3.6 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям [6], исходя из диаметра шахты гидроагрегата, которая равна 5 метра, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машинного зала принимаем равной 23,3 метрам.

Ширину монтажной площадки принимаем равной 20 метрам. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Определяем ширину блока гидроагрегата. Для приплотинных заданий ГЭС длина блока:

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 3,75 = 14,2 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Теперь определим длину машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 14,2 \cdot 3 + 20 = 63 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Высоту и пролёт машинного зала назначаем минимально возможными их условия проноса наиболее крупного монтажного узла. Принимаем $H_{\text{мз}}=18,4$ метров.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.

Выбор главной схемы электрических соединений является важным и ответственным этапом в проектировании электростанций. Надёжность такой схемы, является одним из основных условий надёжности энергосистемы в целом. В связи с этим, к главной схеме ГЭС выдвигается ряд требований, таких как:

- 1) Надёжность и безотказность в работе;
- 2) Маневренность схемы, то есть её возможность легко приспособиваться к изменяющимся условиям работы, как во время эксплуатации, так и при расширении станции;
- 3) Простота и наглядность;
- 4) Ремонтпригодность и безопасность обслуживания;
- 5) Экономичность, минимум затрат на ресурсы и время строительства распределительного устройства (РУ).

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ.

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов.

Применение укрупнённых блоков возможно только в том случае, когда общая мощность одного такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС (аварийный резерв).

$$P_{\text{бл}} = 2 \cdot P_{\Gamma} = 2 \cdot 77 = 154 \text{ МВт}; \quad (4.1)$$

$$P_{\text{ав.рез}} = S_{\text{ав.рез}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} = 230 \cdot 0,81 = 186,3 \text{ МВт}; \quad (4.2)$$

$$P_{\text{бл}} < P_{\text{ав.рез}}. \quad (4.3)$$

Из (4.3) видно, применение укрупнённых блоков в структурной схеме возможно.

Варианты рассматриваемых блочных схем представлены на рисунках 4.1 и 4.2.

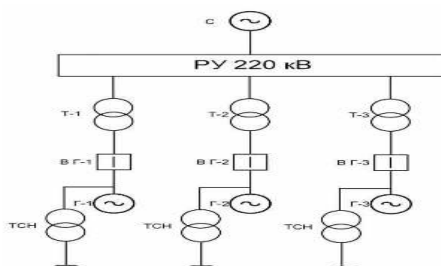


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений с простыми блоками.

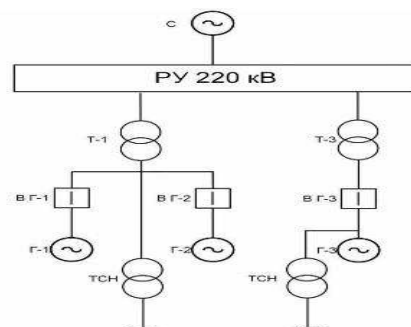


Рисунок 4.2 – Структурная схема электрических соединений с укрупненными блоками.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}}{\cos\varphi_{\text{Ном}}} = \frac{77 - 2,05}{0,85} = 88,2 \text{ МВ} \cdot \text{А} . \quad (4.4)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-125 000/220. Данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные трансформатора ТДЦ-125000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Гок XX, %
		ВН	НН		XX	КЗ		
ТДЦ-125000/220	125	242	13,8	Yн/D-11	90	380	11	0,65

Время максимальных потерь τ рассчитываются по формуле 4.5.

$$\begin{aligned} \tau &= \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4483}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 2869 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \end{aligned} \quad (4.5)$$

Время работы блока в течение года:

$$\begin{aligned} t_{\text{раб}} &= 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = \\ &= 8725,9 \text{ ч}, \end{aligned} \quad (4.6)$$

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

$T_{\text{пл}} = 32$, время плановых простоев блока в течение года, ч;

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

$T_{\text{в}} = 70$, среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе ТДЦ-125000/220 (6 одиночных):

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8725,9 = 785,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.7)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{88,2}{80}\right)^2 \cdot 2868 = \\ &= 1324,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned} \quad (4.8)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$\begin{aligned} I_{\text{пот}} &= \beta_1 \cdot (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{н}}) = 1,3 \cdot (785,3 + 1324,5) = \\ &= 2742,8 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}, \end{aligned} \quad (4.9)$$

где $\beta_1 = 1,3 \text{ руб./}(кВт \cdot \text{ч})$ – стоимость 1кВт/ч за 2017 года согласно Единым сценарным условиям РусГидро для Магоданской области.

Для трех блоков:

$$I_{\text{пот1}}^{220} = 3 \cdot 2742,8 = 8228,4 \text{ тыс. руб/год.}$$

4.2.2 Выбор трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

Расчётная мощность трансформатора укрупненного блока определится как:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\Gamma} - P_{\text{CH}})}{\cos\varphi_{\text{Ном}}} = \frac{2 \cdot (77 - 2,05)}{0,81} = 185,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.10)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220. Данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Данные трансформатора ТДЦ-200000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, МВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	ок XX, %
		Н	Н		Х	З		
ТДЦ-200000/220	200	42	0,5	Yн/D-11	40	50	11	,45

Потери холостого хода в трансформаторе ТДЦ-225000/220:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,240 \cdot 8725,9 = 4188,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.
Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Tном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,65}{1} \cdot \left(\frac{176,4}{200} \right)^2 \cdot 2869 = 1450 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{H}}) = 1,3 \cdot (4188,4 + 1450) = 7329,97 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.13)$$

где $\beta_1 = 1,3 \text{ руб./}(кВт \cdot \text{ч})$ – стоимость 1кВт/ч за 2017 года согласно Единым сценарным условиям РусГидро для Магаданкой области.
Для схемы одного укрупненного и одного простого блоков:

$$I_{\text{пот}}^{220} = 2742,8 + 7329,9 = 8841,5 \text{ тыс. руб/год}.$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

$$S_{сн} = n \cdot 0,01 \cdot S_{Г\text{НОМ}} = 3 \cdot 0,01 \cdot 90,5 = 2715 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.14)$$

Условия выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Т,сн} > S_{сн}.$$

По каталогу «Уралэлектротяжмаш» выбираются трансформаторы ТСЗ-1600/15 УЗ в количестве 3. Каталожные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-1600/15 УЗ

$S_{НОМ}$, МВт	$U_{Н}$, кВ		$U_{к}$, %	$\Delta P_{к}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
1,6	13,8	0,4	6	14	2,7

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая с РУ в энергосистему:

$$S_{\Sigma} = n_2 \cdot \left(\frac{P_{Г} - P_{сн}}{\cos\varphi_{Г}} \right) = 3 \cdot \left(\frac{77 - 2,05}{0,81} \right) = 264,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.15)$$

Пропускная способность ВЛ 220 кВ на одну цепь, составляет $P_{пред} = 120$ МВт, тогда:

$$S_{пред.} = \frac{1,2 \cdot P_{пред}}{\cos\varphi_{Г}} = \frac{120}{0,81} = 141,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.16)$$

Число отходящих ВЛ определено по формуле:

$$n_{л} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{пред.}} = \frac{264,5}{141,2} = 1,87. \quad (4.17)$$

Принимаем 3 отходящих линий. Окончательное число ВЛ принимается равным:

$$n_{л} = 2 + 1 = 3;$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{264,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 231 \text{ А.} \quad (4.18)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 231 = 267 \text{ А,} \quad (4.19)$$

где $\alpha_{\text{T}} = 1,1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

$\alpha_{\text{i}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

Исходя из величины расчётного тока и минимального диаметра провода по условиям недопущения короны ВЛ 220 кВ, выбираем провод АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (4.20)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{264,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 353 \text{ А.} \quad (4.21)$$

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

4.3.2 Распределительное устройство

Так как проектируемая станция находится в районе Крайнего Севера, то целесообразно применить КРУЭ 220 кВ, так как климатические условия практически не сказываются на его работе.

В соответствии с [8] принимается схема с двумя системами сборных шин (рисунок 4.3, 4.4).

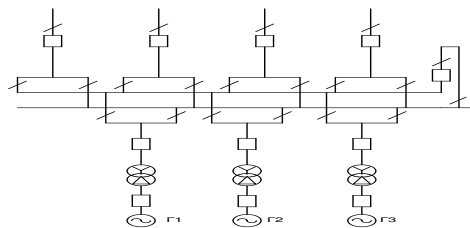


Рисунок 4.3 – Схема «две системы сборных шин» для структурной схемы с тремя одиночными блоками.

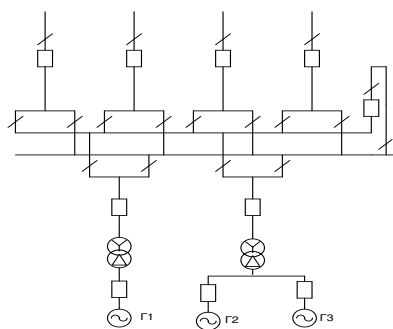


Рисунок 4.4 – Схема «две системы сборных шин» для структурной схемы с одиночным и объединённым блоками.

4.3.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются только количеством блочных трансформаторов.

$$K_i = K_T + K_{\text{КРУЭ}} + K_{\text{ТСН}}; \quad (4.22)$$

$$K_{\text{КРУЭ}}^{220} = 7 \cdot 68000 = 476\,000 \text{ тыс. руб.}; (1 \text{ случай});$$

$$K_{\text{КРУЭ}}^{220} = 6 \cdot 68000 = 408\,000 \text{ тыс. руб.}; (2 \text{ случай}).$$

- Расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора единичного (укрупненного) блока.

$$K_T^{220} = 3 \cdot 31600 = 94800 \text{ тыс. руб.}; (1 \text{ случай});$$

$$K_T^{220} = 2 \cdot 66100 = 132200 \text{ тыс. руб.}; (2 \text{ случай}).$$

- Расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд.

$$K_{\text{ТСН}}^{220} = 3 \cdot 4400 = 13200 \text{ тыс. руб.}; (1 \text{ случай});$$

$$K_{\text{ТСН}}^{220} = 2 \cdot 4400 = 8800 \text{ тыс. руб.}; (2 \text{ случай}).$$

Таким образом, для 1 случая:

$$K_1^{220} = 94800 + 476000 + 13200 = 584000 \text{ тыс. руб.};$$

Для 2 случая:

$$K_2^{220} = 132200 + 408000 + 8800 = 549000 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные годовые издержки по вариантам составят:

1 случай:

$$И_1 = 0,084 \cdot K_1 + I_{\text{пот}1}^{220} = 0,084 \cdot 584000 + 8228,4 = 57284 \text{ тыс.руб/год.} \quad (4.23)$$

2 случай:

$$И_2 = 0,084 \cdot K_2 + I_{\text{пот}2}^{220} = 0,084 \cdot 549000 + 10072,8 = 56189 \text{ тыс.руб/год.} \quad (4.24)$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$З_i = E_n \cdot K_i + И_i, \quad (4.25)$$

где E_n – нормативный коэффициент, $E_n = 0,15$.

$$З_1 = 0,15 \cdot 584000 + 57284 = 144,8 \text{ млн.руб./год;}$$

$$З_2 = 0,15 \cdot 549000 + 56189 = 138,5 \text{ млн.руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{144,8 - 138,5}{144,8} \cdot 100\% = 4,38\% \quad (4.26)$$

Так как разница капиталовложений между укрупненным блоком и одиночным блоком менее 5 % (4,38%), варианты являются экономически равноценными, для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем первый вариант.

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

4.4 Выбор электрических аппаратов

4.4.1 Расчёт токов КЗ

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,15 \cdot \frac{13,8^2}{90,5} = 0,32 \text{ Ом,} \quad (4.27)$$

где x_d'' – сверхпереходное продольное сопротивление генератора;
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;
 $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность генератора.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_a} = \frac{0,32}{314 \cdot 0,045} = 0,02 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Схема для расчёта в программном комплексе представлена на рисунке 4.5

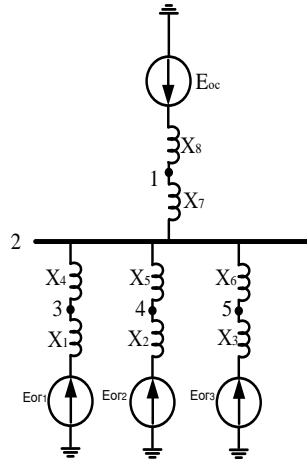


Рисунок 4.5 - Схема для расчёта в программном комплексе RastrWin

Сопротивление трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{Т.ВН}}^2}{S_{\text{Т}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,5 \text{ Ом,} \quad (4.29)$$

где $u_{\text{к\%}}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора,;
 $U_{\text{Т.ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;
 $S_{\text{Т}}$ – полная номинальная мощность трансформатора;

$$r_{\Gamma} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{Т.ВН}}^2}{S_{\text{Т}}^2} = 0,38 \cdot \frac{242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС 240/32:

$$x_{\text{о,уд}} = 0,249 \frac{\text{Ом}}{\text{км}};$$

$$r_{\text{о,уд}} = 0,121 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}.$$

Сопротивление воздушной линии 220 кВ:

$$x_{вл} = x_{о,уд} \cdot l = 0,249 \cdot 100 = 24,9 \text{ Ом}; \quad (4.31)$$

$$r_{вл} = r_{о,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 100 = 12,1 \text{ Ом}, \quad (4.32)$$

где l - длина длинна электропередачи.

ЭДС генераторов:

$$E_{г} = 1,13 \cdot U_{ном} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ}, \quad (4.33)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора.

ЭДС системы: $E_c = 220 \text{ кВ}$.

На рисунках 4.6-4.8 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrKZ», необходимые для расчета. На рисунках 4.9-4.12 представлены результаты расчёта. В таблице 4.4 представлены результаты расчётов.

	O	S	Номер	Название	U_ном	G_ш	B_ш
1	<input type="checkbox"/>		1	Система	220		
2	<input type="checkbox"/>		2	Шина	220		
3	<input type="checkbox"/>		3	Г1	14		
4	<input type="checkbox"/>		4	Г2	14		
5	<input type="checkbox"/>		5	Г3	14		

Рисунок 4.6 - Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	3		Шина - Г1	1,42	51,50				0,050
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	4		Шина - Г2	1,42	51,50				0,050
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	5		Шина - Г3	1,42	51,50				0,050
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2		Система - Шина	12,10	24,90				

Рисунок 4.7 – Исходные данные по ветвям

	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	3	0,020	0,320	0,020	0,320	0,020	0,320	15,590
2	4	0,020	0,320	0,020	0,320	0,020	0,320	15,590
3	5	0,020	0,320	0,020	0,320	0,020	0,320	15,590
4	1	16,100	322,600	16,100	322,600	16,100	322,600	220,000

Рисунок 4.8 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1		1	1	3ф	2			3,3687

Рисунок 4.9 - Результат для трёхфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	I 2	I 0
1	1	1	1	1ф	2	1,4505	1,4505	1,4505

Рисунок 4.10 - Результат для однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1	1	1	1	3ф	3			55,5840

Рисунок 4.11- Результат для трёхфазного КЗ на Ug

Таблица 4.4- Результаты расчетов КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	2	3,36	7,6
3ф	2	1,45	3,3
3ф	3	55,58	126,0

4.4.2 Расчет рабочих токов присоединений

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 перегрузок.

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 генераторов Г1-Г3:

$$I_{Г \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{90,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,98 \text{ кА}, \quad (4.34)$$

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

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

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.мах.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{264,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,23 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

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

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{264,5}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,6 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Расчётный ток присоединения трансформаторов Т1-Т2:

$$I_{\text{Т раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г НОМ}} \cdot K_{\text{Т}}} = 1,05 \cdot \frac{264,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 15,95} = 0,25 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

4.4.3 Выбор генераторного выключателя

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1) $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ,с}}$
- 2) $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{Граб мах}}$
- 3) $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

$$I_{\text{Г раб мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{90,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,05 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

По каталогу «Электроаппарата» (г. Санкт-Петербург) выбираем генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20, состоящий из элегазового выключателя ВГГ-20-90/8000, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН. Основные параметры ВГГ-20-90/8000 представлены ниже:

- 1) $U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
- 2) $I_{\text{НОМ}} = 8000 \text{ А}$
- 3) $i_{\text{д}} = 230 \text{ кА}$
- 4) $I_{\text{терм}} = 90 \text{ кА}$

4.4.4 Выбор КРУЭ

По каталогу «Электроаппарата» (г. Санкт-Петербург) выбираем КРУЭ серии ЯГГ-220.

Ячейка КРУЭ выполнена в трехфазном исполнении и состоит из отдельных элементов, заключенных в герметичную металлическую оболочку цилиндрической или шаровой формы, заполненной элегазом .

В полюс ячейки входят:

- коммутационные аппараты: выключатели, разъединители, заземлители;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- соединительные элементы: сборные шины, кабельные вводы («масло—элегаз»), проходные вводы («воздух—элегаз»), элегазовые токопроводы.

Ячейка КРУЭ снабжена вспомогательным оборудованием и приспособлениями, обеспечивающими ее нормальное функционирование и обслуживание. Основные параметры представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Основные параметры ячейки КРУЭ

Расчетные данные	Каталожные данные
	Ячейка ЯГГ-220ЛЮ
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 3,36 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 7,9 \text{ кА}$	

Его основные параметры:

- 1) $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$;
- 2) $I_{\text{ном откл}} = 50 \text{ кА}$;
- 3) $i_d = 125 \text{ кА}$;
- 4) $I_{\text{терм}} = 50 \text{ кА}$;
- 5) $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$.

Паспорт ячейки приведён в Приложении В рисунок В.1.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-780/190-32
Мощность номинальная	Полная	90,5 МВА
	Активная	77 МВт
Номинальное напряжение		13,8
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,81
Частота		50 Гц
Частота вращения		187,5 об/мин
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
Номинальный ток статора		4,026 кА
Ток ротора при номинальной нагрузке		1,185кА
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		285 В
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	Синхронное X_d	1,1
	Переходное $X'd$	0,34
	Сверхпереходное $X''d$	0,22
Индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,18
Емкость обмотки статора		0,91 мкф
Соединение фаз обмотки статора		
Количество выводов генератора	Главных	
	Нейтральных	
Режим работы нейтрали		–

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТСЗ 2500/15 УЗ
Мощность номинальная	2,5
Номинальное напряжение	13,8/0,4
Напряжение короткого замыкания	6
Группа соединений	D/Yн-11
Режим работы нейтрали	–

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-780/190-32:

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- защита от повышения напряжения;
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- 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;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220-У1:

- 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 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока.
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

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

Резервные защиты:

– Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

– 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

– Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

– УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

– Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий

– Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

– Защита от перегрузки;

– Реле тока охлаждения;

5.3 Расчёт номинальных токов

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

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\text{Cos}\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{77/0,81}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,026 \text{ кА}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{4026 \cdot 1}{5000/5} = 3,78 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{77/0,8}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,252 \text{ кА}; \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{252 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 5,5 \text{ А}; \quad (5.4)$$

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно– производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.5 Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_H = 4026$ А.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H, \quad (5.5)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

$$I_{НБ(Н)} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4026 = 201,3 \text{ А.}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_H \cdot I_{НБ(НН)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.6)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{ср0} = 0,15 \cdot I_H = 644$ А.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.7)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_G''}{X_d''} \cdot I_N. \quad (5.8)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 4026 = 2068 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_N}{I_{\text{МАКС}}}, \quad (5.9)$$

где $K_N = 2$ – Коэффициент надежности.

$$K_T > \frac{2068 \cdot 2}{20683,1} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.10)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.11)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

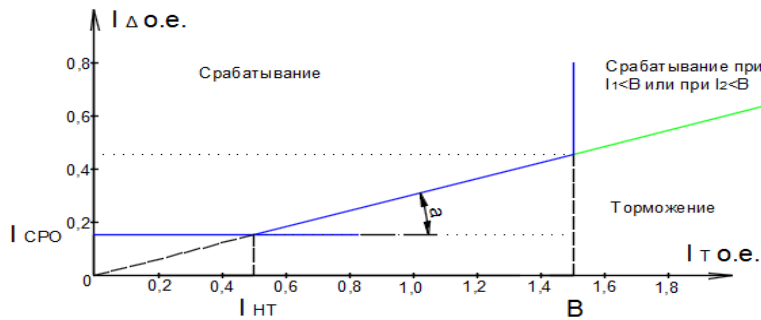


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения

1) 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.

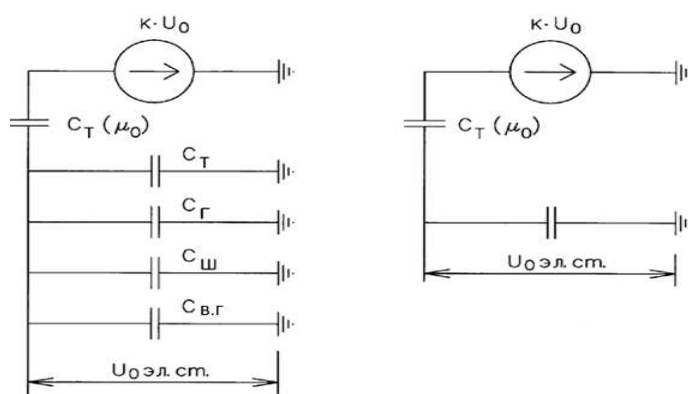


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

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

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

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

$C_Г$ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,91 мкФ/фазу;

$C_{Т-}$ ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу;

$C_{Ш}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{В.Г}$ – ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ. Принимаем равной 0,027 мкФ/фазу.

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ.} \quad (5.12)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_{Ш} + C_{В.Г} = 0,0073 + 0,91 + 0,008 + 0,027 = 0,95 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \quad (5.13)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 0,95 = 7,14 \text{ А.} \quad (5.14)$$

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}; \quad (5.15)$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 46572 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,95} = 218 \text{ В.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст.}} \quad (5.16)$$

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

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 218,$$

$$U_{\text{ср}} \geq 1,7$$

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

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

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,3 \text{ о. е.} \quad (5.17)$$

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.

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

1) Уставка комплекта $U2>$ выбирается:

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140В. \quad (5.18)$$

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:

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120В. \quad (5.19)$$

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

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

5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междофазных 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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.20)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.21)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22. \quad (5.22)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_N} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18, \quad (5.23)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_N. \quad (5.24)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,18$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,18^2} \approx 926 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.25)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

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

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

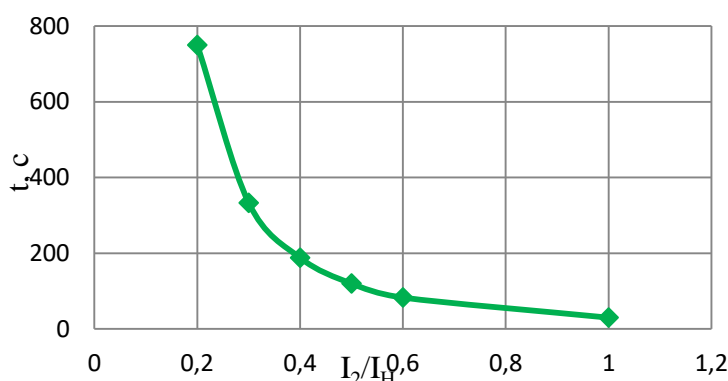


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 750 \text{ с}$.

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 ($t_{\text{охл}} = 120 \text{ с}$).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{отс}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1) Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

2) Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

3) Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$x''_{dВН} = x''_d \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 67,65, \quad (5.26)$$

где $x''_{dВН}$ -сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне напряжения.

$$x_{2ВН} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,18 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 = 65, \quad (5.27)$$

где $x_{2ВН}$ -сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне.

$$I_{2с.3*} = \frac{1}{1,3 \cdot (x''_{dВН} + x_{2ВН} + 2 \cdot x_T)} = \quad (5.28)$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (67,65 + 65,4 + 2 \cdot 0,11)} = 0,005 \text{ о. е.},$$

где x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{с.р.*}^{(2)} = 2I_{2с.3*} \cdot k_{Т1} = 2 \cdot 0,005 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right) = 0,2 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

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

$$I_{2с.р.}^* = \frac{E''_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{(x''_d + x_T + x_L) + (x_2 + x_T + x_L)} = 0,0097 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2с.3.} = 2I_{2с.р.}^* \cdot k_{Т1} = 2 \cdot 0,0097 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right) = 0,34 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

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

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

5.9 Защита от симметричных перегрузок статора (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 равна:

$$I_{1\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07I_H, \quad (5.32)$$

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

$K_B=0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t=9,0$ с.

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

Уставка пускового органа равна:

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

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

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

Таблица 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика обмотки статора

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

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

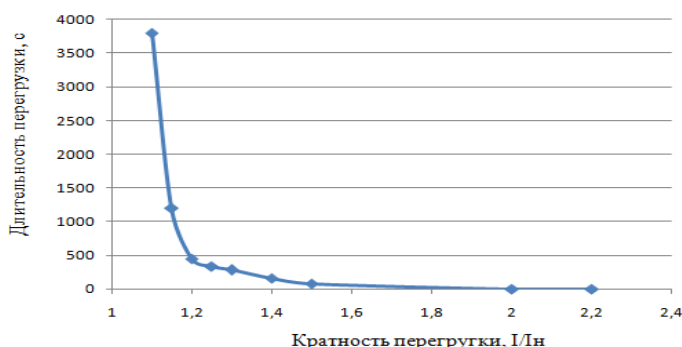


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания интегрального органа

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

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

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

Уставка органа отсечки:

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

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

$$U_{ср} = \frac{0,68 \cdot U_{ном}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66В. \quad (5.35)$$

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

5.10 Дистанционная защита генератора ($Z1<$), ($Z2<$)

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная выдержка

времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}. \quad (5.36)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий количество отходящих линий;

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

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии.

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 230^2}{125} = 46,5 \text{ Ом};$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 46,5 + \frac{0,8}{3} \cdot 24,9 = 43,8 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{90,5}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{90,5}{242^2} \cdot 0,05 = 0,08.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,08 \cdot 2,1 = 0,16 \text{ Ом}; \quad (5.37)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{90,5} = 2,1. \quad (5.38)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,16 \cdot \frac{\frac{5000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,14 \text{ Ом}. \quad (5.39)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,2 \text{ Ом}$.

Выдержки времени 1 ступени:

1) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Ввиду отсутствия необходимых данных для расчета принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 4026} = 1,98 \text{ Ом.} \quad (5.40)$$

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 ($2I_{\text{в.н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95U_{\text{н}}$. (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.НОМ}}}{I_{\text{в.ХХ}}} - 0,95}{X_{\text{д}}} = \frac{\frac{2 \cdot 1090}{545} - 0,95}{1,1} = 2,77 \text{ о. е.} \quad (5.41)$$

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

$X_{\text{д}}$ – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{нагр.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.42)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38. \quad (5.43)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{нагр.}\Phi} \approx 68^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{сзII}^*} = \frac{Z_{\text{нагр.}\Phi}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е. ;} \quad (5.44)$$

$$Z_{\text{сзII}} = Z_{\text{сзII}^*} \cdot Z_{\text{б}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{90,5} = 0,73 \text{ Ом.} \quad (5.45)$$

Значение уставки на реле составит:

$$Z_{срII} = \frac{Z_{сзII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,73 \cdot 5000/5}{13800/100} = 5,27 \text{ Ом.} \quad (5.46)$$

Принимается уставка $Z_{II}=5,3 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

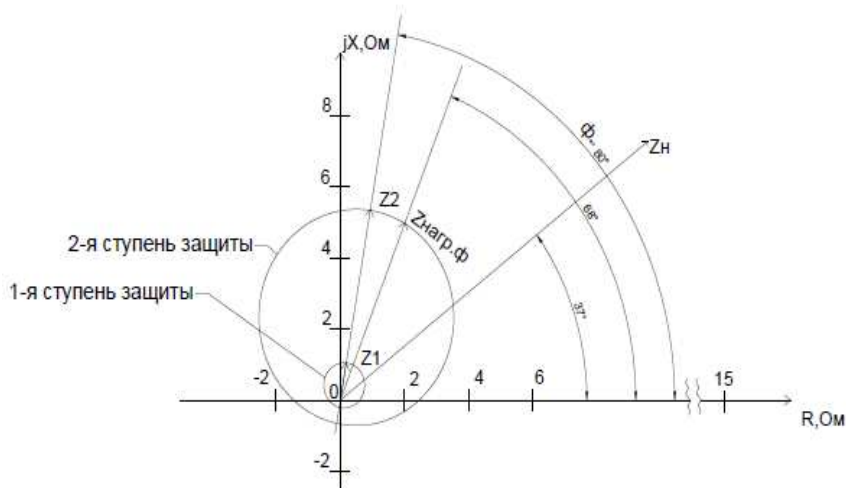


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{смI}=0,22 \text{ Ом}$, $Z_{смII}=0,64 \text{ Ом}$.

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 0,4 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с – на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.11 Защита ротора от перегрузки (I_p)

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 действующий в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа:

$$I_{сигн} = \frac{K_H \cdot I_{ном}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{ном}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{ном}. \quad (5.47)$$

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

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{\text{НОМ}}. \quad (5.48)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени.

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/In	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность, с	Длительно	50	80	60	20	0	2	5	0

Характеристика перегрузочной способности представлена на рисунке 5.6.

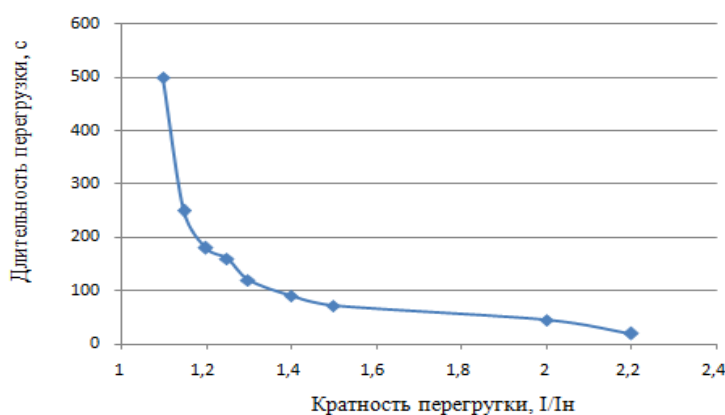


Рисунок 5.6 – Характеристика перегрузочной способности обмотки ротора

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

$$I_{\text{отс}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 2,19 I_{\text{НОМ}}. \quad (5.49)$$

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

5.12 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.6

Таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	IΔG	Ток срабатывания, I _{СР.О}	0,15 · I _Н	0,57 А	
		Коэффициент торможения, K _Т	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I _{НТ}	0,5 · I _Н	1,9 А	
		Тормозной ток, В	1,5 · I _Н	5,7 А	
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	-	5 В
		t ₂	U _{02G}	-	10 В
		t ₃	U _{0G}	-	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _Т	1,1	-	
ЗПН	U >	2 ступень	U _{СР2}	1,4 · U _Н	140 В
		1 ступень	U _{СР1}	1,2 · U _Н	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2СИГН}	0,07 · I _Н	0,26 А
		ПО	I _{2ПУСК}	0,18 · I _Н	0,68 А
		ОТС I	I _{2СЗ.}	0,34 · I _Н	1,3 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{СИГН}	1,07 · I _Н	4,01 А
		ПО	I _{1ПУСК}	1,1 · I _Н	4,18 А
		ОТС	I _{1ОТС}	1,22 · I _{НОМ}	4,64 А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z _I	0,08	0,16 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0,35	0,73 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p СИГН.}	1,07 · I _{НОМ.Р}	4,47 А
		ПО	I _{p ПУСК.}	1,22 · I _{НОМ.Р}	5,1 А
		Отсечка	I _{p ПУСК.}	2,19 · I _{НОМ.Р}	8,9 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.7

Таблица 5.7 – Матрица отключений защит

Защиты		Действие							
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_2						+	
		t_3	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+					
		2 ступень t_2	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1				+		
			t_2	+	+				
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

6 Состав и компоновка сооружений

6.1 Определение класса сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количество населения в НБ. (СНиП 33-01-2003 «Основные положения» Приложение Б, таблица Б.1)

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 788 человек. Присваивается II класс сооружения, так как численность людей находится в пределах 500-3000 чел.

Предварительная компоновка показала, что высота бетонной плотины будет находиться в пределах 76-86 м, а грунтовой 70-80м.

Грунт основания- скальный, $N_{уст}=205$ МВт. На основании этих показателей выбираем II класс.

Следовательно, обеспеченность расхода принимаем равной 1%, а при проверочном случае – 0,1%.

6.2 Определение отметки гребня плотины

6.2.1 Грунтовая плотина

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, $a = 0,6$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,6 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

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

K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, для 20 м/с: $K_w = 2,1 \cdot 10^{-6}$;

$L = 21000$ м – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{530 - 454}{2} = 38 \text{ м}; \quad (6.4)$$

$$d = \Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 21000}{9,81 \cdot 38} \cdot \cos 0^\circ = 0,047 \text{ м}; \quad (6.5)$$

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{\text{sp}} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%}, \quad (6.6)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ -коэффициент шероховатости и проницаемости откоса, принимаемый по СНиП, учетом того, что откос укреплен железобетонными плитами [13, таблица 6];

$k_{\text{sp}} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по СНиП, с учётом того, что заложение верхового откоса $m=1,1$, т.к. плотина каменно-набросная [13, таблица 7];

$k_{\text{run}} = 2,3$ -коэффициент, принимаемый по графикам [13, рис. 10] в зависимости от пологости волны $\left(\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{40,6}{3,12} = 13,01\right)$.

Найдем безразмерные величины:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 21000}{20^2} = 515; \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595, \quad (6.8)$$

где t – период действия ветра, принимается $6\text{ч}=21600$ с.

По графику снимаются величины $\frac{g\bar{h}}{v_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v_w}$ для полученных значений $\frac{gL}{V^2}$ и $\frac{gt}{V}$ по верхней огибающей кривой, результаты представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Результаты

-	$gL/V_w^2 = 515$	$gt/V_w = 210595$
$\frac{g\bar{T}}{v_w}$	2,5	4,0
$\frac{g\bar{h}}{v_w^2}$	0,036	0,81

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{T}}{v_w} = 2,5$ и $\frac{g\bar{h}}{v_w^2} = 0,036$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,036 \cdot v^2}{g} = \frac{0,036 \cdot 20^2}{9,81} = 1,47 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{2,5 \cdot v}{g} = \frac{2,5 \cdot 20}{9,81} = 5,1 \text{ с.} \quad (6.10)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 5,1^2}{2 \cdot 3,14} = 40,6 \text{ м.} \quad (6.11)$$

Проверка на глубоководность:

$$d > \bar{\lambda}_d$$

38 м. > 40,6 м – условие выполняется, т. е. зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h}, \quad (6.12)$$

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

$$h_{\text{run}1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,3 \cdot 3,12 = 9,02 \text{ м.}$$

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 9,02 + 0,047 + 0,6 = 9,58 \text{ м.}$$

Таким образом отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = 530 + 9,58 = 539,58 \text{ м.}$$

Принимаем ГГП 539,6 м.

6.3 Гидравлический расчет водосбросной плотины

6.3.1 Пропуск расходов через глубинный водосброс

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются как на период строительства для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Расчетный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{макс.осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} = 2381 - (3 - 1) \cdot 282 = 1817 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.13)$$

где $Q_{\text{макс.осн}}$ - максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений;
 n - количество гидроагрегатов на станции;

$Q_{\text{га}}$ - пропускная способность одного агрегата.

Расчетный поверочный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{\text{пов.расч}} = Q_{\text{макс пов}} - Q_{\text{гэс}} = 3064 - 846 = 2218 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.14)$$

где $Q_{\text{макс пов}}$ - максимальный поверочный расход обеспеченность 0,1%.

Так как значение расхода при расчетном поверочном случае имеет большее значение, то для расчета площади сечения отверстия примем расчетный поверочный расход.

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{\text{во}} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}, \quad (6.15)$$

где $H_{\text{во}}$ - напор над центром выходного отверстия;

$\omega_{\text{во}}$ - площадь выходного отверстия;

Q - расход сбрасываемый через одно отверстие;

μ - коэффициент расхода.

Для того чтобы определить $H_{\text{во}}$ нужно предварительно задаться: высотой отверстия, отметкой нижней кромки донного отверстия. Принимаем высоту отверстия 3 м, отметка донного отверстия 460 м. Тогда отметка над центром выходного отверстия $\nabla \text{ЦВО} = 461,5$ м.

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ЦВО} = 531 - 461,5 = 69,5 \text{ м}. \quad (6.16)$$

Схема по определению положения отверстия по отношению к нижнему бьефу представлена на рисунке 6.1, показывает что отверстия является не затопленным.

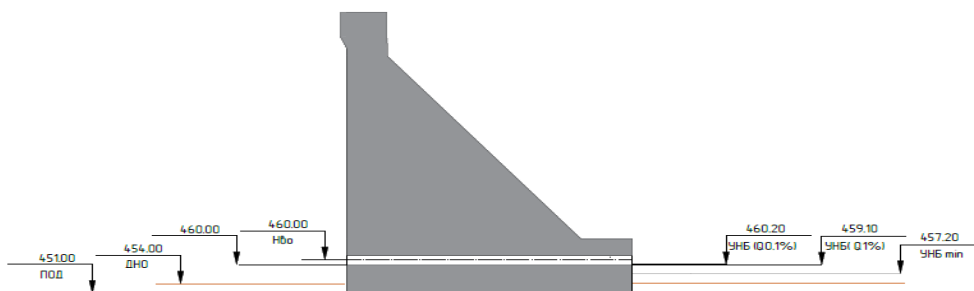


Рисунок 6.1 - Определение положения отверстия по отношению к НБ

Площадь выходного отверстия $\omega_{\text{во}}$ при незатопленном и при известном $Q_{\text{пов.расч}}$, будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{пов.расч}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} = \frac{2218}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 69,5}} = 75,1 \text{ м}^2. \quad (6.17)$$

Так как высота отверстий задана, то полная ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega_{\text{во}}}{h} = \frac{75,1}{3} = 25,03 \text{ м}. \quad (6.18)$$

Разбиваем водосливной фронт на отдельные отверстия, приведя ширину пролета к стандартному значению, при этом фронт должен быть больше или равен расчетному.

$$B = n \cdot b = 8 \cdot 4 = 32 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где n - число пролётов, приведено к стандартному значению, $n = 8$ шт;
 b - ширина отверстия, принимается 4 м.

Так как число затворов более 6, то учитываем возможность неоткрытия одного затвора. Тогда глубинный водосброс будет иметь 9 отверстий 3×4 м.

Быки водосброса входят в отдельный массив тела плотины и являются стенками, разделяющими глубинные отверстия.

Перекрытие отверстий будет осуществляться плоскими затворами. Толщину быка назначаем 4м. Деление плотин швами на секции будет проходить по быку.

Тогда полная ширина водосливной плотины составляет:

$$B = b_c \cdot n = 8 \cdot 9 = 72 \text{ м},$$

где b_c - ширина секции, $b_c = b + b = 4 + 4 = 8$;
 n - количество отверстий.

6.3.2 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Расчет сопряжения потока в НБ будем осуществлять для основного расчетного случая с учетом дополнительного отверстия.

Определение критической глубины:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_{осн.расч}^2}{B^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1817^2}{72^2 \cdot 9,81}} = 4,7 \text{ м.} \quad (6.20)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla НПУ - \nabla ДНА = 530 - 454 = 76 \text{ м.} \quad (6.21)$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{76}{4,7} = 16,04. \quad (6.22)$$

По графику Чертоусова, в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,95$ и ξ_{T_0} определим ξ_c и ξ''_c :

$$\xi_c = 0,19;$$

$$\xi''_c = 3,2;$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,19 \cdot 4,7 = 0,9 \text{ м;} \quad (6.23)$$

$$h''_c = \xi''_c \cdot h_{кр} = 3,2 \cdot 4,7 = 15,16 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Определим тип прыжка:

$$h''_c = 15,16 \text{ м} > h_{НБ} = 5,1 \text{ м} - \text{имеем отогнанный прыжок.}$$

где $h_{НБ}$ – глубина воды в НБ, определяется по кривой $Q = f(H)$ при $Q_{\max.осн}$

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Применим гашение избыточной энергии с помощью водобойной стенки.

6.3.3 Гашение энергии потока. Расчет водобойной стенки

Рассчитаем высоту водобойной стенки $h_{ст}$ по формуле:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h'' - H_{\text{ст}}, \quad (6.25)$$

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

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2}, \quad (6.26)$$

$$q = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{B} = \frac{1817}{72} = 25,2 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.27)$$

где σ - коэффициент запаса, $\sigma = 1,1$;

m - коэффициент расхода в зависимости от типа стенки. Для стенки по типу водослив широким порогом $m=0,35$.

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{25,2}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 25,2^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 15,16)^2} = 6,06 \text{ м.}$$

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 15,16 - 6,06 = 10,6 \text{ м.}$$

После определения высоты стенки $h_{\text{ст}}$ необходимо проверить условие сопряжения бьефов за стенкой по методике изложенной в разделе 6.2:

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 10,6 + 6,06 = 16,7 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{16,7}{4,7} = 3,52 \quad (6.29)$$

По графику М. Д. Чертоусова [14] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ_c'' .

$$\xi_c = 0,42;$$

$$\xi_c'' = 1,9;$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,42 \cdot 4,7 = 2,0 \text{ м;} \quad (6.30)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 1,9 \cdot 4,7 = 9,0 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Так как $h''_c = 9,0 \text{ м} > h_{\text{НБ}} = 5,1 \text{ м}$, за стенкой образуется отогнанный прыжок, произведем расчеты второй водобойной стенки.

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст2}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2} = \quad (6.32)$$

$$= \left(\frac{25,2}{0,35 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 25,2^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 9,0)^2} = 6,06 \text{ м.}$$

Высота второй водобойной стенки:

$$h_{\text{ст2}} = \sigma \cdot h'' - H_{\text{ст2}} = 1,1 \cdot 9,0 - 6,06 = 3,8 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Принимаем полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст2}} + H_{\text{ст2}} = 3,8 + 6,06 = 9,9 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{9,9}{4,7} = 2,09. \quad (6.35)$$

По графику М. Д. Чертоусова [14] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ_c''

$$\xi_c = 0,66;$$

$$\xi_c'' = 0,95.$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,66 \cdot 4,7 = 3,13 \text{ м;} \quad (6.36)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 0,95 \cdot 4,7 = 4,5 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 4,5 \text{ м} < h_{\text{НБ}} = 5,1 \text{ м}$, имеем затопленный прыжок.

За глубинным водосбросом устраиваем водобой в виде бетонной плиты. Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского:

$$b_b = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}. \quad (6.38)$$

где v_c - скорость в сжатом сечении.

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{25,2}{0,9} = 28 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.39)$$

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{25,2}{0,9} = 28 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.40)$$

Тогда толщина водобойной плиты:

$$b_B = 0,15 \cdot 28 \cdot \sqrt{1} = 3,99 \text{ м}.$$

С целью экономии принимаем толщину водобойной плиты $b_B=3$ м, и закрепляем на скале с помощью анкеров.

Длина водобоя, если вода падает с уступа:

$$l_B = (0,8 \div 1)l_{\text{пр}} + \frac{v_c}{\left(\frac{2p}{g}\right)^{1/2}}, \quad (6.41)$$

где $l_{\text{пр}}$ - длина гидравлического прыжка;
 p - высота уступа-6 м.

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h'_c) = 2,5(1,9 \cdot 15,16 - 0,9) = 69,78 \text{ м}. \quad (6.42)$$

Тогда длина водобоя:

$$l_B = 0,8 \cdot 69,78 + \frac{28}{\left(\frac{2 \cdot 6}{9,81}\right)^{1/2}} = 82,0 \text{ м}.$$

Длина водобоя после первой стенки при наличии на нем гасителей:

$$l_B = (0,8 \div 1)l_{\text{пр}}, \quad (6.43)$$

где $l_{\text{пр}}$ - длина гидравлического прыжка,

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 9,0 - 2,0) = 37,8 \text{ м}. \quad (6.44)$$

Тогда длина водобоя:

$$l_B = 0,8 \cdot 37,8 = 30,2 \text{ м}.$$

Толщина водобойной плиты:

$$b_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (6.45)$$

где v_c - скорость в сжатом сечении.

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{25,2}{2} = 12,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.46)$$

$$q = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{B} = \frac{1817}{72} = 25,2 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.47)$$

Тогда толщина водобойной плиты:

$$b_B = 0,15 \cdot 12,6 \cdot \sqrt{2} = 2,7 \text{ м.}$$

За второй стенкой устраиваем рисберму:

Тогда длина рисбермы: $l_{\text{рис}} = 15 \text{ м}$;

Толщина рисбермы: $b_{\text{рис}} = 1,2 \text{ м}$.

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 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:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) 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 α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 530 - 451 = 79 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где $\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - b_{\text{в}} = 454 - 3 = 451 \text{ м};$

$b_{\text{в}}$ - толщина водобойной плиты.

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

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{f \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{w}}} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.50)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,2;

f – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,7.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Для нахождения n воспользуемся алгебраическими вычислениями путем приравнивания B_n^{I} и B_n^{II} . Все расчёты сведены в таблицу 6.2, сам график представлен на рисунке 6.2. В результате получаем ширину подошвы $B=61,1 \text{ м}$ при $n=0,317$.

Таблица 6.2 – Расчет ширины подошвы плотины

n	Bn	$B''n$
0,1	58,1	67,7
0,2	59,2	64,5
0,3	60,8	61,6
0,4	62,8	58,9

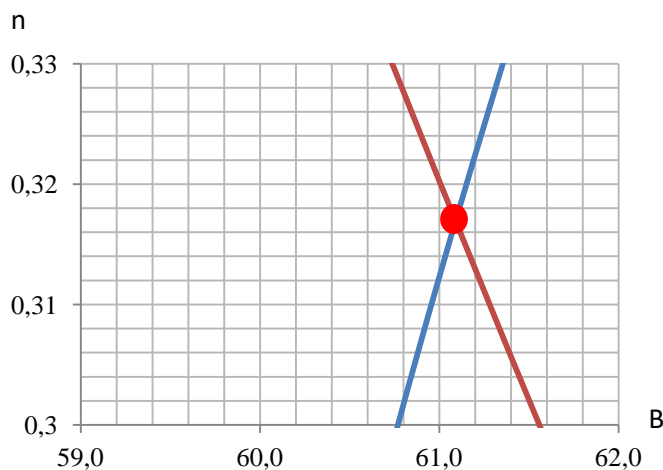


Рисунок 6.2 - К расчёту ширины подошвы плотины

6.4.2 Разрезка плотины швами

Швы устраиваем для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние меж. секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должен быть не более 20 м. Поэтому разрезаем плотину температурно-усадочными швами с интервалом 8 метров. Разрез делаем по быку (стенке между глубинными отверстиями).

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

6.4.3 Быки

Быки (стенки), разделяющие донные отверстия, служат опорами для плоских затворов, перекрывающих донные отверстия плотины, а так же для моста на котором располагают подъемные механизмы затворов. Схема быка в плане представлена на рисунке 6.3. В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка, равной 4,0 метрам.

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0,5$ м;

Длина паза ремонтного затвора $c = 0,5$ м;

Длина паза рабочего затвора $c = 1,5$ м;

Ширина паза рабочего затвора $a = 0,7$ м;

Толщина быка между пазами рабочего затвора $d_0 = 2,6$ м;

Расстояние между пазами ремонтного и рабочего затвора 1,25 м.

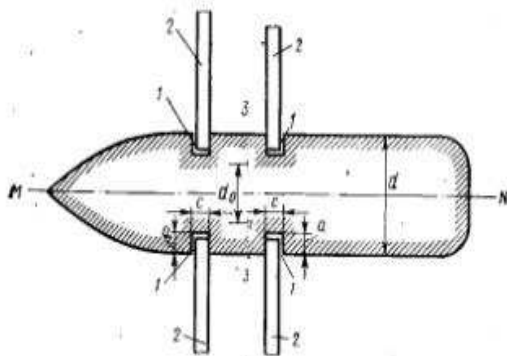


Рисунок 6.3 - Схема быка в плане

6.4.4 Устои

Сопрягающие устои плотин предназначены для защиты примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе, для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной.

В нашем случае так как высота устоев выше 35 м, сопряжение бетонной плотины с грунтовой осуществляем за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую. В результате откосы грунтовой плотины частично закроют напорную и низовую грани этой части бетонной плотины.

Для поддержания и защиты от размыва конусов грунтовой плотины устраиваем открылки устоев. Одни устраиваем в месте сопряжения водосливной плотины с грунтовой, а вторые в месте сопряжения стационарной части плотины с грунтовой. Так же устраиваем разделительный устой, который отделяет водосливную часть плотины от стационарной и разделяет их потоки.

6.4.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраиваем дренаж в виде вертикальных скважин, диаметров 20 см с расстоянием между осями 2 м.

Также предусмотрим горизонтальные скважины прямоугольного сечения площадью 600 см², расположенных по высоте плотины через 2 метра.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи:

$$a_{др} \geq \frac{H_{max} \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{76 \cdot 1,2}{25} = 3,6 \text{ м}, \quad (6.51)$$

$$H_{max} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 530 - 454 = 76 \text{ м} \quad (6.52)$$

где $I_{кр.м} = 25$ - величина критического среднего градиента напора;

$\gamma_n = 1,2$ -коэффициент надёжности.

6.4.6 Галереи в теле плотины. Ширина плотины по гребню. Затворы и подъемные механизмы

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 15 м по высоте.

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей принимаем: смотровая- 1,25·2,0 м; буровая – 3,5·4,0 м.

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки, однополосную автомобильную дорогу и место для движения крана.

На гребне проектируем дорожку для людей шириной – 1,5 м, проезжую часть

шириной – 3 м и место под кран –6м. Общая ширина сооружения по гребню не меньше 11м.

На станции предусматриваем основной и аварийно-ремонтный плоские затворы. Аварийно-ремонтные затворы складываются в специальном помещении на гребне сооружения в зоне досягаемости крана.

6.4.7 Элементы подземного контура плотины

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж.

Произведем расчеты основных размеров цементационной завесы.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.53)$$

где ΔH – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта;

$$\Delta H = H_d - H_{\text{ас}} = 72,8 - 29,12 = 43,68 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где $H_{\text{ас}} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 72,8 = 29,12 \text{ м}$ – значение напора по оси цем.завесы, определяются из фильтрационного расчета (п. 6.1.5);

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{min}} = 530 - 457,2 = 72,8 \text{ м};$$

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

Толщина одного ряда цементационной завесы – 3,49 м.

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_d = 0,5 \cdot 72,8 = 36,4 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (6.56)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = 0,09 \cdot 61,1 = 5,5 \text{ м}.$$

Структурная схема цементационной завесы и дренажной скважины представлена на рисунке 6.4

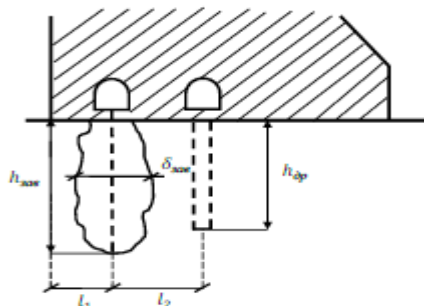


Рисунок 6.4- Схема цементационной завесы и дренажной скважины

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

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2} ;$$

$$l_2 = \frac{3,7}{2} = 1,85 \text{ м};$$

Принимаем: $l_2 = 5 \text{ м}$.

Основные размеры дренажа:

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраивают дренажи.

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.57)$$

Принимаем:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 36,4 = 18,2 \text{ м}.$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м. с шагом 2м.

Конструктивные элементы НБ:

За водосливной плотиной устраиваем 2 водобоя друг за другом, которые укреплены анкерами, на конце водобоев установлены водобойные стенки, после чего устраиваем рисберму на конце которой имеется зуб. Структурная схема устройство НБ с основными размерами представлена на рисунке 6.5.

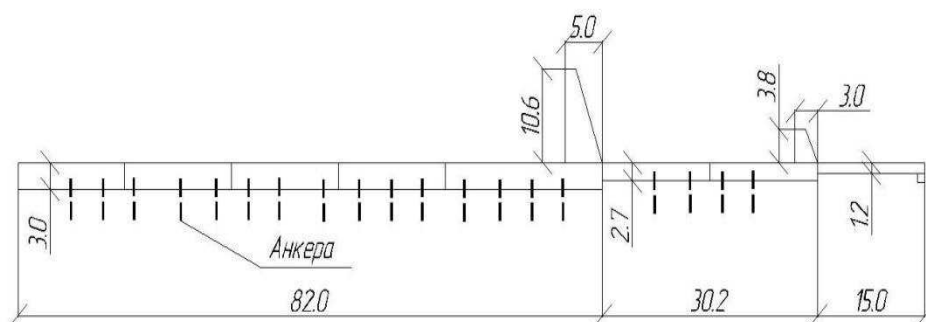


Рисунок 6.5- Конструктивные элементы НБ

6.5 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняются 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.

Основной расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем (при QВХК).

6.5.2 Вес сооружения и механизмов

Разобьем плотину на 2 части.

$S_{пл1} = 2079 \text{ м}^2$, $S_{пл2} = 549,9 \text{ м}^2$, $S_6 = 2812,2 \text{ м}^2$. Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

Вес водосливной части плотины:

$$G_{пл1} = \frac{S_{пл1} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{2079 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{4 + 4} = 24474,0 \text{ кН/м.} \quad (6.58)$$

$$G_{пл2} = \frac{S_{пл2} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{549,9 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{4 + 4} = 6473,4 \text{ кН/м.} \quad (6.59)$$

Вес быка и точку его приложения определяется аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{2812,2 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{4 + 4} = 33105 \text{ кН/м.} \quad (6.60)$$

Площадь затвора:

$$f = h \cdot b = 3,5 \cdot 4,5 = 15,75 \text{ м}^2, \quad (6.61)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 15,75^{1,5} \cdot 9,81 = 33,7 \text{ кН.} \quad (6.62)$$

Вес затвора на 1 погонный метр:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{33,7}{4 + 4} = 4,2 \text{ кН.} \quad (6.63)$$

6.5.3 Гидростатическое давление

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грань приняты по треугольнику.

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{g \cdot H_B^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 79^2 \cdot 1000}{2} = 30612,1 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 530 - 451 = 79 \text{ м}$.

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot H_H^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 6,2^2 \cdot 1000}{2} = 188,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.65)$$

где $H_H = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{ПОД} = 457,2 - 451 = 6,2 \text{ м}$.
 $\nabla \text{УНБ}_{\min}$ - Отметка в НБ при $Q = Q_{\text{вхк}}$.

6.5.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = \rho_B \cdot g \cdot S_{\text{эп}}, \quad (6.66)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры взвешивающего давления.

$$W_{\text{вз}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 378,8 = 3510,1 \text{ кН/м}. \quad (6.67)$$

6.5.5 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right); \quad (6.68)$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 3,11 \cdot \left(\frac{40,6}{3,14} + \frac{0,75}{2} \right) = 20,7 \text{ кН};$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3,11^2}{40,6} = 0,75 \text{ м}. \quad (6.69)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{40,6}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 3,11 = 5,3 \text{ м.} \quad (6.70)$$

6.5.6 Фильтрационные расчёты

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды. Эюра пьезометрического напора представлена на рисунке 6.6.

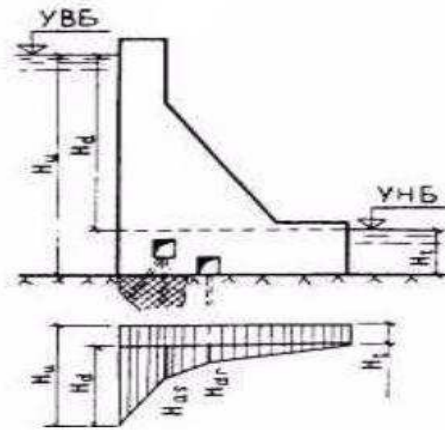


Рисунок 6.6- Эюра пьезометрического напора

Для второго класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{min}} = 530 - 457,2 = 72,8 \text{ м;} \quad (6.71)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 72,8 = 29,12 \text{ м;} \quad (6.72)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 72,8 = 10,92 \text{ м.} \quad (6.73)$$

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

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 445,65 = 4371,82 \text{ кН.} \quad (6.74)$$

6.5.7 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \varphi_H/2 \right) = 9 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - 20/2 \right) = \quad (6.75)$$

$$= 12,79 \text{ кПа},$$

где γ_H -удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_H = 9 \text{ кН/м}^3$;
 h_H -толщина слоя наносов, $h_H=3 \text{ м}$;
 φ_H –угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20^\circ$.
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (12,79 \cdot 3)/2 = 19,2 \text{ кН}. \quad (6.76)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа:
 В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта:

$$P_{гр'} = \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2(45^\circ - \varphi_{гр}/2) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg}(45^\circ - \varphi_{гр}/2) = \quad (6.77)$$

$$= 9 \cdot 3 \cdot \operatorname{tg}^2(45^\circ - 38^\circ/2) - 2 \cdot 75 \cdot \operatorname{tg}(45^\circ - 38^\circ/2) = -145,0 \text{ кПа},$$

где $\varphi_{гр} = 38^\circ$ -угол внутреннего трения грунта;
 $c=75$ – сцепления грунта.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$:

$$h_{гр} = \nabla_{\text{дна}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 454 - 451 = 3, \quad (6.78)$$

$$P_{гр''} = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{взв.гр.}} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \quad (6.79)$$

$$= (9 \cdot 3 + 15,9 \cdot 3) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{38^\circ}{2} \right) - 2 \cdot 75 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{38^\circ}{2} \right) =$$

$$= -88,76 \text{ кПа},$$

где $\gamma_{\text{взв.гр.}}$ -удельный вес взвешенного грунта.

$$\gamma_{\text{взв.гр.}} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_в = 25 - (1 - 0,09) \cdot 10 = 15,9 \text{ кН/м}^3, \quad (6.80)$$

где $\gamma_{гр} = 25 \text{ кН/м}^3$ -удельный вес грунта;
 $n_0 = 0,09$ - пористость грунта;
 $\gamma_в = 10 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес воды.

Найдем равнодействующее активное давление грунта на 1 п.м. длины ПЛОТИНЫ:

$$E_{\text{акт}} = \frac{P_{гр'} + P_{гр''}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-145 - 88,76}{2} \cdot 3 = -350,6 \text{ кН}. \quad (6.81)$$

Так как грунт не может своим усилием растягивать плотину, в дальнейших расчётах не учитываем Еакт.

6.6 Расчёт прочности плотины

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

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

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

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

Таблица 6.3- основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	30612,1	26,3	806118,8
Тн	1	←	188,5	2,07	-389,7
G _{пл1}	0,95	↓	23250,3	11,78	-273888,4
G _{пл2}	0,95	↓	6149,8	0	0
W _{взв}	1	↑	3510,0	0	0
W _ф	1	↑	4371,8	18,98	82977,3
Ен	1,2	→	23,0	4	92
W _{волн}	1	→	20,7	70,7	1462,9
Q _{з1}	0,9	↓	30,4	29,0	-880,2
Q _{з2}	0,9	↓	30,4	27,03	819,5
G _б	0,95	↓	31450	8,37	-263236,1
-	-	-	$\sum N \downarrow \uparrow = 53028,9$	-	$\sum M = 353076,1$

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

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{53028,9}{61,1} + \frac{6 \cdot 353076,1}{61,1^2} = -303,3 \text{ кПа}, \quad (6.82)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -303,3 - 10 \cdot 79 \cdot (1 - 0) = -790 \text{ кПа}, \quad (6.83)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
Напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 530 - 451 = 79 \text{ м}. \quad (6.84)$$

$$m_u = \text{tg } \alpha_1, \quad (6.85)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.86)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -303,3 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 79 \cdot 0 = -303,3 \text{ кПа}. \quad (6.87)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 79 = -790 \text{ кН/м}^2. \quad (6.88)$$

Для низовой грани аналогично.

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{53028,9}{61,1} - \frac{6 \cdot 353076,1}{61,1^2} = -1432,8 \text{ кН/м}^2. \quad (6.89)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1432,8 \cdot 0,78^2 - 10 \cdot 6,2 \cdot (1 - 0,78^2) = -895,9 \text{ кН/м}^2 \quad (6.90)$$

где $m_t = \text{tg } \alpha_2$;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 457,2 - 451 = 6,2 \text{ м.}$ –напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$\alpha_2 = 38^\circ$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 6,2 - 1432,8) \cdot 0,78 = 1069,2 \text{ кН/м}^2. \quad (6.91)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1432,8 \cdot (1 + 0,78^2) + 10 \cdot 6,2 \cdot 0,78^2 = -2266,8 \text{ кН/м}^2. \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 6,2 = -62 \text{ кН/м}^2 \quad (6.93)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.4.

Таблица 6.4- Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-303,3
	σ_x^u	-790
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-303,3
	σ_3^u	-790
Низовая	σ_y^t	-1432,8
	σ_x^t	-895,9
	τ_{xy}^t	1069,2
	σ_1^t	-62
	σ_3^t	-2266,8

6.6.1 Критерии прочности плотины

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

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.94)$$

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая

$$\gamma_{lc} = 1;$$

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая

$$\gamma_{cd} = 0,9$$

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot 2266,6}{0,9} = 3022,8 \text{ кН/м}^2.$$

Класс бетона В=7,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 4500 \text{ кН/м}^2$,

$$4500 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 3022,4 \text{ кН/м}^2.$$

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

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-303,3 \text{ кН/м}^2 < 0 - \text{условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.95)$$

$$303,3 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 79;$$

$$303,3 \text{ кН/м}^2 \geq 197,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.6.2 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.96)$$

$$R = (G_{пл1} + G_{пл2} + G_6 - W_{взв} - W_\phi + Q_{31} + Q_{32}) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \quad (6.97)$$

$$= (53029,1) \cdot 0,7 + 75 \cdot 61,1 = 41707,4 \text{ кН/м}$$

где $\text{tg} \varphi = 0,7$ – внутреннее трение для грунта в основании (крепкий извест

няк);

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

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 61,1 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плиты, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{вол}} + E_{\text{н}} = 30612,1 - 188,5 + 20,7 + 23 = & (6.98) \\ &= 30463,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned}$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{41707,4 \cdot 0,95}{30463,4 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$1,3 \geq 1,2$ – условие выполняется.

Полученное значение должно быть больше либо равно коэффициенту надёжности по назначению сооружения, но не превышать его на более чем на 10 (%).

7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. В таблице 7.1 представлена оценка продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность, МВт	205,00	205,00	205,00	205,00
Число часов использования установленной мощности	6250,00	6250,00	6250,00	6250,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	1211350,0	1281250,0	1281250,0	918 835,68
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,00	1,00	1,00	1,00
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	12113,5	12812,5	12812,5	12812,5
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	1199236,5	1268438,0	1268438,0	1268438,0
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1110,00	1 143,00	1 175,00	1 206,00
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	83,8	86, 6	89, 1	91 ,5
НДС к выручке, млн.руб.	12,7	13, 2	13 ,6	13 ,9

Вывод: тариф на электроэнергию растет, что влечет за собой увеличение выручки от реализации электроэнергии. Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2041 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесроч-

ную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,20	52,3
Прочие расходы	274,0	101,1
Итого	529,2	153,5

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,2

%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиям ПАО РусГидро, результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка,	Величина, млн.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	27,72
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	1,93
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт*ч	0,56
Итого	-	30,2

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации, млн. руб.

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления	447,05	447,05	447,05	447,05	447,05
Расходы на страхование	1,81	102,42	217,49	336,54	459,38
Эксплуатационные затраты	1011,53	1528,93	1534,74	1534,74	1534,74
Расходы на ремонт производственных фондов	0,11	9,60	20,39	31,55	43,07
Расходы на услуги регулирующих компаний	199,40	301,39	302,54	302,54	302,54
Налог на воду	50,00	84,05	85,02	85,02	85,02
Итого	1262,85	2026,40	2160,17	2290,39	2424,74

В первые годы эксплуатации самые большие затраты идут на эксплуатационные расходы. Большую долю в текущих затратах занимают эксплуатационные расходы и амортизационные отчисления, что обусловлено спецификой производства электроэнергии ГЭС.

7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Ягоднической ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- взносы в социальные фонды – 34%;
- налог на имущество – 2,2%

- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6– Налоговые расходы

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	294,27	309,36	319,67	329,63	339,01
НДС, млн.руб	288,50	303,30	313,41	323,17	332,35
Взносы в социальные фонды ,млн.руб.	40,12	40,12	40,12	40,12	40,12
Налог на имущество, млн.руб.	37,20	36,22	35,24	34,26	33,28
Итого, млн.руб.	654,34	682,94	702,18	720,72	738,11

К притокам бюджетных средств в соответствующие бюджеты различных уровней относятся притоки налогов от реализации проекта освоения инвестиций.

После завершения строительства самые большие отчисления идут на оплату НДС, налога на прибыль.

7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	1023,09	1698,43	1772,18	1821,34	1869,05
Текущие расходы, млн.руб.	116,85	200,13	214,99	228,02	241,45
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	906,24	1498,30	1557,19	1593,32	1627,60
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	906,24	1498,30	1557,19	1593,32	1627,60
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	181,25	299,66	311,44	318,66	325,52
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	724,99	1198,64	1245,75	1274,66	1302,08
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 7.1

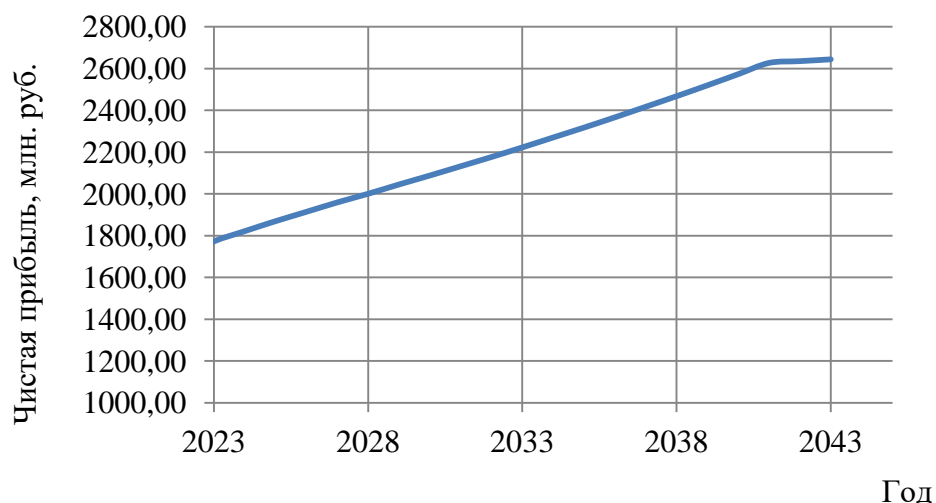


Рисунок 7.1– Чистая прибыль, млн. руб.

Вывод: прибыль в первые годы эксплуатации резко возрастает, что обусловлено ростом тарифов на электроэнергию и мощность.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2041 гг.)

7.5.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2041 гг.»

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Ягоднической ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2018 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

7.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8-Показатели эффективности реализации проекта «Ягодническая ГЭС на реке Колыма»

Ставка дисконтирования,%	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	74
Чистый приведенный доход – NPV, млрд. руб.	6,5
Индекс прибыльности - PI	1,29
Себестоимость руб./кВт·ч	0,20
Удельные капиталовложения, руб./кВт	27627,31

7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млрд.Рублей	16850	40162,6	296059,8	642059,7	670100,4
В региональный бюджет, млрд.Рублей	6370,2	32881,6	39879,1	37204,6	36222,8
Итого налоговых поступлений, млрд.Рублей	23221,1	73044,3	335938,9	679264,4	706323,2

Вывод: налоговые поступления увеличиваются из-за роста выручки от реализации электроэнергии.

7.5.4 Анализ чувствительности

Типы риска инвестиционного проекта:

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

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. 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 рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

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

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;
- в) Цена сбыта.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно. Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов показано на рисунке 7.2.

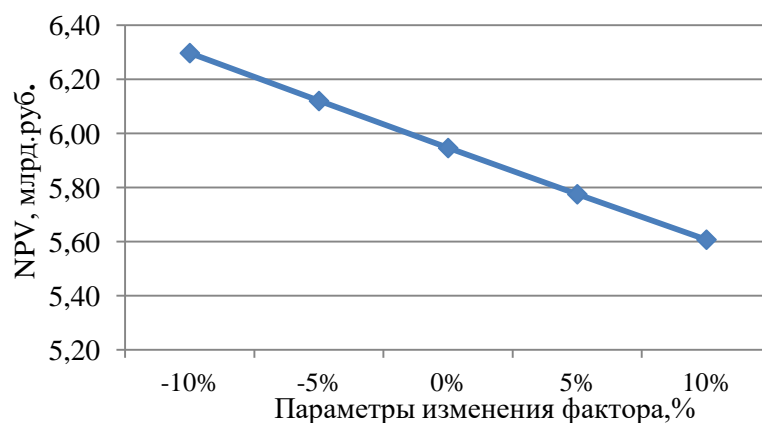


Рисунок 7.2-Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов, млрд. руб.

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения NPV, уменьшение – обратный эффект. График NPV от зависимости изменения объёма инвестиций показан на рисунке 7.3.

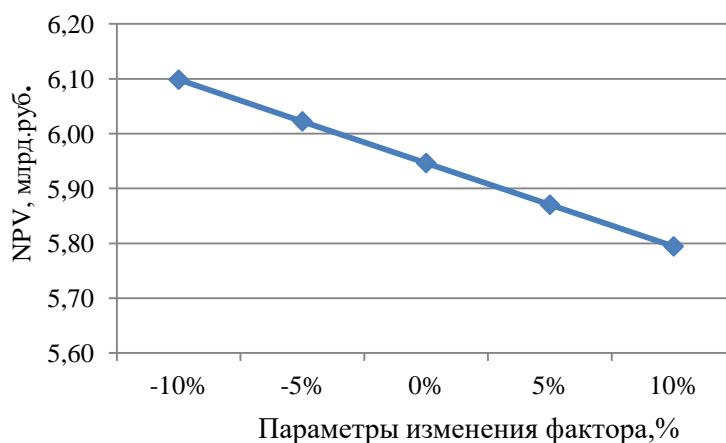


Рисунок 7.3-Сумма NPV от в зависимости от изменения объёма инвестиций, млрд. руб.

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV. Зависимость NPV от изменения цены сбыта изображен на рисунке 7.4.

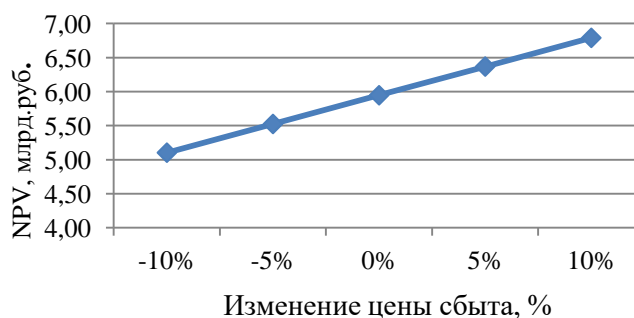


Рисунок 7.4-Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта, млрд. руб.

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли,

следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 7.5.

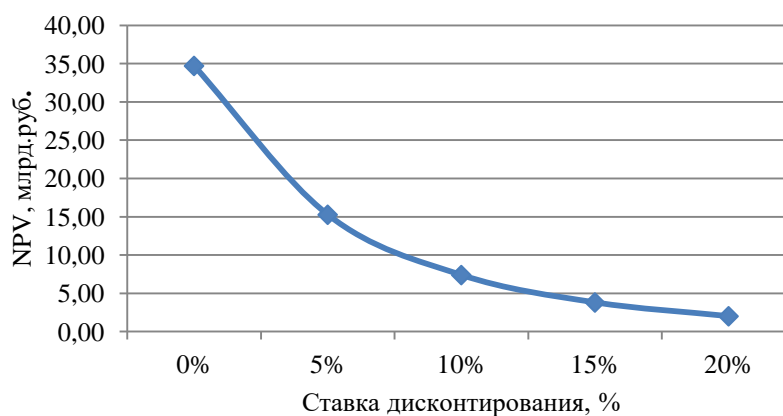


Рисунок 7.5-Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, млрд. руб.

Увеличение ставки дисконтирования—уменьшение величины NPV.

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

- увеличение ставки дисконтирования
- увеличение объема инвестиций продукции
- уменьшение цены сбыта продукции
- увеличение ставки налогов

8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ягоднического ГУ. Охрана труда и противопожарная безопасность

8.1 Общие сведения о районе строительства

Ягоднический гидроузел расположен в Магаданской области на реке Колыма в 40 км ниже по течению от поселка Дебин.

Исток р.Колыма находится на слиянии рек Аян-Юрях и Кулу. Длина реки составляет 2129 км из них около 1400 км на территории Магаданской области, остальное на территории Якутии. Река Колыма у истока берет горно-таежный рельеф. В створе проектируемой Ягоднической ГЭС водосборная площадь достаточно глубокая и широкая. Площадь водосборного бассейна составляет 16 820 км². Площадь водосбора асимметрична и правая часть бассейна больше левой, средний уклон — 1,5 м/км, ширина реки достигает до 164 м, глубина до 26 м.

Питание реки на 80% состоит из дождевой воды, также способствует наводнениям тающие снега и большое количество притоков. Большую часть года (до 200 дней) река Колыма находится подо льдом.

Магаданская область занимает северо-восточную окраину Азиатского материка и представляет собой обширную территорию со сложным и многообразным рельефом, омываемую с юго-востока водами холодного Охотского моря, входящего в бассейн Тихого океана. Данная территория расположена в двух суровых зонах Крайнего Севера: тундры и лесотундры. Для этой зоны характерны: избыточное увлажнение, холодное лето, снежная зима. По термическим условиям зимы в этой зоне следует различать два типа климата: 1. резко континентальный климат с суровой зимой (распространён преимущественно в обширных континентальных районах); 2. умеренно континентальный и морской климат с умеренно суровой зимой. Почти вся территория Магаданской области расположена в зоне вечной мерзлоты.

Средняя годовая температура воздуха на территории Магаданской области повсеместно имеет отрицательные значения. Величина её изменяется от -2,-3°С на побережье Охотского моря до -11,-13°С – в континентальных районах области.

Терморегулирующая роль моря обеспечивает сравнительно длительный безморозный период: отрицательные минимальные температуры воздуха, как правило, прекращаются в первой декаде июня и наступают на большей части побережья в третьей декаде сентября.

Длительность безморозного периода превышает в среднем 100 дней. В континентальных районах в отдельные годы безморозный период не наблюдается.

В очень большом диапазоне изменяется и скорость ветра, резко увеличиваясь по мере приближения к береговой полосе. В континентальных районах величина средней годовой скорости ветра составляет 2-3 м/сек, максимальная скорость ветра редко превышает 20 м/сек.

Зима в Магаданской области продолжается от 6 месяцев на юге до 7,5 месяцев на севере. Снежный покров устанавливается в среднем к середине октября. В отдельные годы устойчивый снежный покров образуется значительно раньше - в первой декаде октября. Разрушение же снежного покрова, как правило, происходит в мае.

Зимой часто наблюдаются сильные ветры, сопровождающиеся продолжительными метелями. За год в среднем бывает 30-40 дней с метелью.

Для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях Крайнего Севера используется оценка жёсткости погоды по ветро-холодному индексу. В зависимости от жёсткости погоды меняется максимальная продолжительность работы. При критических сочетаниях температуры воздуха и скорости ветра, вызывающих неблагоприятное влияние на организм человека, ограничиваются или прекращаются работы на открытом воздухе.

Растительность территории в районе строительства Ягоднической ГЭС скудна из-за особенностей климата. По берегам реки лес отсутствует. Отмечаются редкие небольшие рощи и лесополосы вдоль русла. На реке Колыма существуют тростниковые «плавающие острова», достигающие размера по ширине и длине в несколько десятков, а иногда и в сотни метров, образующиеся на отмелях. Растительность представлена степными видами.

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

- копытные - сибирский дикий северный олень, лось, 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).

Воздействие Ягоднической ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Ягоднического ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

- 1) Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
- 2) Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
- 3) Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Сал в нижнем бьефе Ягоднического гидроузла;
- 4) Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

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

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаяющие затопление и подтопление оставаемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

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

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные выпуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

Организационные:

- Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
 - Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты ;
 - Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
 - Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
 - Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
 - Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
 - Организация и проведение производственного экологического контроля.
- Санитарно - технические:
- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
 - Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;
 - Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
 - Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
 - Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
 - Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ
 - Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
 - Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
 - Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
 - Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие.

8.4 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:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{291774 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 13129 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N- объем бетонных работ, м³;

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%);

ρ- плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³)

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные:

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г. , таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{65 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,3 \text{ т}, \quad (8.2)$$

где N- количество арматуры, (65 т);

q- удельный норматив образования, % (q =1,0%)

ρ- удельный вес арматуры, т/м³ (ρ =2,0 т/м³)

Таким образом в результате строительства будет образовано 13129 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,3 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.

8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Ягоднического ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель- генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- 1) Регулирование водным режимом водотока;
- 2) Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- 3) Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4) При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Колыма от сбросов Ягоднической ГЭС ниже по течению реки.

9 Виды регулирования. Участие ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме

9.1 Виды регулирования

9.1.1 Общие сведения

Качество электроэнергии характеризуется двумя основными параметрами: частотой и напряжением. Под установившимся понимается режим электрической сети, при котором частота в сети и напряжение неизменны. Частота в энергосистеме определяется балансом вырабатываемой и потребляемой активной мощности. При нарушении баланса мощности частота изменяется. Если частота в энергосистеме снижается, то необходимо увеличить вырабатываемую на электростанциях активную мощность для восстановления нормального значения частоты.

Регулирование частоты в энергосистеме— процесс поддержания частоты переменного тока в энергосистеме в допустимых пределах. Частота является одним из важнейших показателей качества электрической энергии и важнейшим параметром режима энергосистемы

Выделяют три взаимосвязанных вида регулирования частоты:

- 1) первичное регулирование частоты (которое, в свою очередь, подразделяется на общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) и нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ);
- 2) вторичное регулирование частоты;
- 3) третичное регулирование частоты.

Системный оператор допускает участие электростанций одновременно во всех видах регулирования при условии выполнения требований по каждому виду регулирования независимо от одновременности участия в других видах регулирования.

9.1.2 Требования к качеству регулирования

Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС и изолированно работающих энергосистем частота должна быть в пределах $50 \pm 0,2$ Гц не менее 95% времени суток, не выходя за предельно допустимые $50 \pm 0,4$ Гц.

При этом средствами вторичного регулирования совместно с нормированным первичным регулированием частоты 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.

Перетоки в сечениях транзитной сети ЕЭС, требующих ограничения перетоков максимально допустимыми значениями, должны удерживаться в

допустимых пределах средствами вторичного регулирования режима. При этом превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться автоматически за время не более 5 минут либо оперативно (при отсутствии либо неэффективности автоматических ограничителей перетока) - за время не более 20 минут.

При малых отклонениях частоты, не превышающих полосы регулирования (в пределах мёртвой полосы системы первичного регулирования энергоблоков), 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 заданного 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 электростанций – процесс изменения мощности электростанций под воздействием систем первичного регулирования, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения.

Первичное регулирование подразделяется на общее первичное регулирование (ОПРЧ) и нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ).

Первичное регулирование осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) турбин. Каждая турбина снабжена регулятором, который при изменении частоты вращения гидроагрегата, изменяя положение регулирующих органов турбины (направляющего аппарата у гидротурбины), меняет выпуск энергоносителя - воды. При повышении частоты вращения регулятор прикрывает регулирующие органы турбины и уменьшает выпуск воды, а при снижении частоты открывает регулирующие органы и увеличивает выпуск энергоносителя.

Резерв первичного регулирования электростанций - максимальное значение мощности первичного регулирования, которую могут выдать электростанции при понижении (резерв на загрузку) либо разгрузиться при повышении (резерв на разгрузку) частоты. Различают заданный и текущий первичные резервы.

Диапазон первичного регулирования –это арифметическая сумма текущих величин резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку.

9.2.1 Требования к общему первичному регулированию

К ОПРЧ привлекаются все электростанции ЕЭС, изолированно работающих энергосистем. Регулирование осуществляется путем изменения мощности под воздействием систем первичного регулирования частоты в пределах имеющихся регулировочных возможностей, ограниченных только допустимостью режимов оборудования.

ГЭС можно считать готовой для участия в ОПРЧ, если маневренные характеристики генерирующего оборудования удовлетворяют следующим требованиям:

- при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку), должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 минута;

- величина и скорость реализации требуемой первичной мощности при участии в ОПРЧ гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС) должны обеспечиваться как при работе под управлением ГРАМ, так и при индивидуальном управлении. Не допускается потеря функции участия гидроагрегатов в ОПРЧ при переходе с группового управления на индивидуальное и обратно.

9.2.2 Критерии оценки участия электростанций в ОПРЧ

Системный оператор осуществляет регистрацию и формирует данные о случаях участия или неучастия генерирующего оборудования на основании:

- данных систем мониторинга участия в ОПРЧ оборудования в соответствии с техническими требованиями;

- выяснения случаев значимого изменения частоты электрического тока, превышающих $\pm 0,2$ Гц;

- результатов выборочных проверок готовности электростанций к участию в ОПРЧ путем проведения испытаний.

Фактическая величина первичной мощности выдаваемая электростанцией:

$$P_n = P - P_0, \quad (9.1)$$

где P , МВт - текущая мощность электростанции при текущей частоте;

P_0 - плановая мощность электростанции при номинальной частоте;

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

$$P_{mn} = -\frac{100}{S\%} \cdot \frac{P_{ном}}{f_{ном}} \cdot \Delta f_p, \quad (9.2)$$

где $P_{ном}$ - номинальная мощность (сумма номинальных мощностей включенных в работу энергоблоков);

Δf_p - номинальная мощность (сумма номинальных мощностей включенных в работу энергоблоков);

$S\%$ - статизм автоматического регулятора скорости вращения турбины (4-6 %).

Для генерирующего оборудования, имеющего тип готовое к участию в ОПРЧ, показатель участия устанавливается по следующему правилу:

Если в течение месяца:

- не возникло условий участия генерирующего оборудования в ОПРЧ либо ГО было отключено;

- не было зафиксировано неучастие (неудовлетворительное участие) ГО в ОПРЧ либо было отключено;

- зафиксированное неучастие (неудовлетворительное участие) было вызвано техническим ограничением ГО на выдачу первичной мощности, а также при невозможности участия ГО в ОПРЧ из-за проведения ремонтных работ по заявке;

9.2.3 Требования к нормированному первичному регулированию частоты

Нормированное первичное регулирование частоты – первичное регулирование, осуществляемое выделенными электростанциями, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ параметрами первичного регулирования.

В договоре на участие в НПРЧ определяются плановые нагрузки и значения первичного резерва, которые могут быть размещены и реализованы с требуемыми характеристиками НПРЧ для электростанции.

Заданный первичный резерв ЕЭС 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 (Максимальная величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется изменение мощности генератора);

- величина отклонения частоты полной мобилизации резерва, либо соответствующая ей величина статизма системы первичного регулирования электростанции.

Остальные постоянные характеристики НПРЧ определяются договором, а плановая мощность – диспетчерскими графиками.

Первичный резерв должен предусматриваться в суточных графиках нагрузки электростанций, выделяемых для нормированного первичного регулирования.

9.3 Вторичное регулирование

Вторичное регулирование – процесс компенсации возникающих в области регулирования небалансов мощности путем изменения мощности электростанций под воздействием центрального регулятора (автоматическое) или по командам диспетчера.

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;
- поддержания баланса мощности регулирования путём регулирования заданного с частотной коррекцией её суммарного внешнего перетока;
- исполнение заданных диспетчерских графиков производства и потребления мощности субъектами электроэнергетики.

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.

9.3.1 Требования к вторичному регулированию

В ЕЭС и изолированных энергосистемах вторичное регулирование должно непрерывно осуществляться, путём ограничения перетока по транзитным связям, а также регулирования частоты или регулирования суммарного перетока с коррекцией по частоте.

В ЕЭС России высшим уровнем вторичного регулирования режима является диспетчерский центр ЦДУ ЕЭС, в изолированно работающих энергосистемах – субъект оперативно-диспетчерского управления. В объединённых и региональных энергосистемах вторичное регулирование режима осуществляется диспетчерскими центрами соответствующих ОДУ и РДУ.

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.

Для целей оперативного вторичного регулирования используются маневренные гидравлические, гидроаккумулирующие станции, которые

способны по требованию диспетчера изменить мощность в течение не более 5 минут.

9.3.2 Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании

Системный оператор оценивает участие генерирующего оборудования во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности, как в автоматическом, так и в оперативных режимах.

Оценка участия ГО ГЭС в оперативном вторичном регулировании производится с использованием систем мониторинга, действующих на основе оперативно-информационных комплексов системного оператора, и на основе информации о зафиксированных командах диспетчера.

Оценка качества участия электростанций в автоматическом вторичном регулировании производится с использованием централизованных систем АРЧМ.

На основе заявок ГЭС системный оператор устанавливает диапазон, в пределах которого возможное изменение нагрузки по командам из диспетчерского центра системного оператора, с учётом количества готовых к пуску/останову гидроагрегатов, складывающейся гидрологической обстановки, обеспечения выработки электроэнергии, требуемого уровня водохранилища.

Диспетчером определяется тип участия ГО ГЭС во вторичном регулировании (оперативное или автоматическое) и регистрируются команды на изменение активной мощности ГЭС оперативного вторичного регулирования. Все команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС рассматриваются как участие во вторичном регулировании и перетоков мощности.

Критериями оценки соответствия ГО ГЭС техническим требованиям при исполнении команды диспетчера по вторичному регулированию являются:

- время начала исполнения команды диспетчера;
- отклонение от заданной скорости изменения активной мощности;
- точность поддержания заданной величины активной мощности.

Невыполнением диспетчерской команды считается отклонение хотя бы одного из критериев за допустимые пределы.

9.4 Третичное регулирование

Третичное регулирование - процесс изменения мощности электростанций под воздействием центрального регулятора (автоматическое) или по команде диспетчера (оперативное) в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях.

Третичное регулирование рекомендуется использовать при уменьшении вторичного резерва на загрузку или на разгрузку до 10% от диапазона вторичного регулирования. При этом диспетчеру рекомендуется рассчитывать

изменение третичной регулирующей мощности таким образом, чтобы не позднее 30 минут от момента выдачи команды полностью восстановить резервы вторичного регулирования на загрузку или на разгрузку.

В качестве третичного резерва для восстановления регулировочных возможностей вторичного регулирования в первую очередь должен быть использован:

- пуск/останов резервных гидрогенераторов;
- пуск/останов, перевод в генераторный или насосный режим агрегатов гидроаккумулирующих электростанций;
- изменение значений плановых перетоков;
- отключение/включение потребителей с управляемой нагрузкой;

Величина третичного резерва и его размещение выбираются энергосистемой, зоной регулирования. Третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования вторичного регулирования в заданном объеме при требуемом качестве регулирования, а также возмещения максимальной расчетной погрешности планирования баланса мощности, возможной задержки выхода энергоблоков из ремонта и компенсации расчетного небаланса мощности.

При планировании третичного резерва необходимо учитывать фактическое размещение всех видов резервов с целью предотвращения перегрузки связей при мобилизации резерва.

9.5 Групповой регулятор активной мощности

9.5.1 Описание процесса деятельности

Система ГРАМ предназначена для автоматического регулирования активной мощности ГЭС по сигналам задания, поступающим со станционного и вышестоящего уровней управления (РДУ, АРЧМ ОДУ, противоаварийная автоматика энергоузла), а также по отклонению частоты, с распределением нагрузки между гидроагрегатами по заданному критерию. ГРАМ обеспечивает поддержание заданной мощности гидроагрегатами, включенными в ГРАМ. Заданная мощность на сторонах регулирования или ГЭС устанавливается оперативным персоналом в соответствии с принятым уточненным диспетчерским графиком. Точность поддержания нагрузки составляет $\pm 2\%$.

9.5.1 Функции системы ГРАМ

Система ГРАМ выполняет следующие функции:

- распределение нагрузки между агрегатами в соответствии с принятым критерием и с учетом ограничений;
- по командам противоаварийной автоматики автоматическое блокирование изменения планового и внепланового задания ГЭС, переход в следящий режим;

- автоматический ввод и запоминание графика плановой нагрузки ГЭС, а также любой группы агрегатов с часовыми (получасовыми) интервалами;
- приём и передачу сигналов телеизмерения и телесигнализации в ЦС АРЧМ;
- передачу на сервер АСУ ТП ВУ информацию для анализа режима работы ГА и оценки их участия в первичном и вторичном регулировании;
- реализация команд верхних уровней управления (системные регуляторы частоты, перетоков, команды дежурного персонала энергообъединения или ГЭС) на изменение мощности ГЭС или групп.

Органы управления системой ГРАМ обеспечивают выполнение следующих функций:

- изменение задания мощности ГЭС;
- изменение ограничений нижнего и верхнего пределов мощности ГЭС;
- изменение режимов работы ГРАМ;
- ручное подключение и отключение гидроагрегата от ГРАМ;
- подключение и отключение к телерегулированию;
- ввод в работу и вывод из работы системы ГРАМ;
- экстренное отключение системы ГРАМ (кнопка на АРМ).

9.5.2 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;

- 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 гидроагрегатами, 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 управления 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.

9.6 Участие Камской ГЭС в регулировании частоты и мощности в энергосистеме

Камская ГЭС принимает участие в первичном, вторичном и третичном регулировании.

Участие Камской ГЭС в общем первичном регулировании частоты обязательно, так как привлекаются все электростанции в энергосистеме, но станция не участвует в нормированном первичном регулировании, так как опытным путём было замечено, что режим гидротурбины при НПРЧ приводит к преждевременному износу оборудования.

Участие в третичном регулировании определяет системный оператор. Для того чтобы Камская ГЭС могла принять участие в третичном регулировании выделены гидроагрегаты которые полностью не загружены и имеют регулировочный диапазон на разгрузку и нагрузку.

На Камской ГЭС используются индивидуальные регуляторы частоты и активной мощности на гидроагрегатах, а также система группового регулирования активной мощности (ГРАМ).

Диапазон регулирования гидротурбины выбирается, исходя из эксплуатационной характеристики. Эксплуатационная характеристика гидротурбины ПЛ20/7811-В-500 Камской ГЭС представлена на рисунке 9.1.

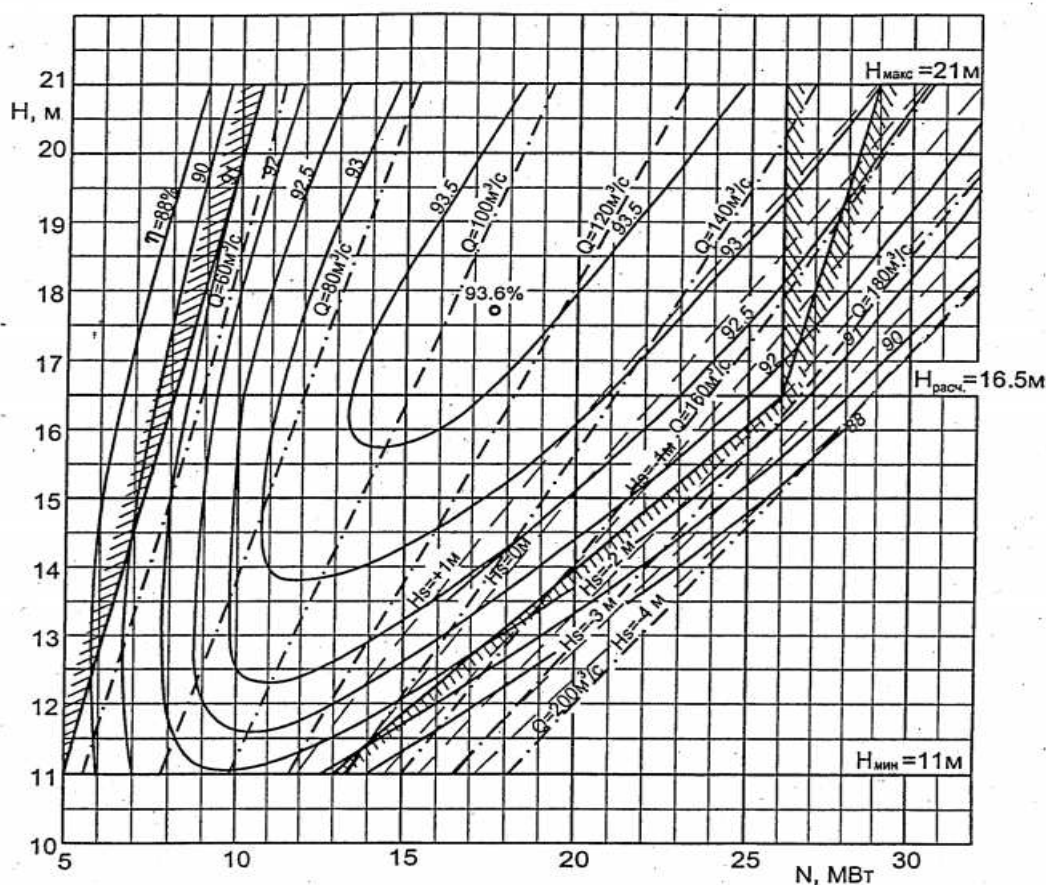


Рисунок 9.1 - Эксплуатационная характеристика гидротурбины ПЛ20/7811-В-500

На рисунке видно, что слева и справа расположены линии ограничения мощности. Согласно данным завода-изготовителя конструкция гидротурбины выполнена таким образом, что регулирование может осуществляться в любой точке характеристики, так как характеристика не имеет запрещенной зоны.

9.6.1 Процесс регулирования частоты в ЕЭС после возникновения дефицита активной мощности

На рисунке 9.2 показан процесс регулирования частоты в ЕЭС после возникновения внезапного дефицита активной мощности.

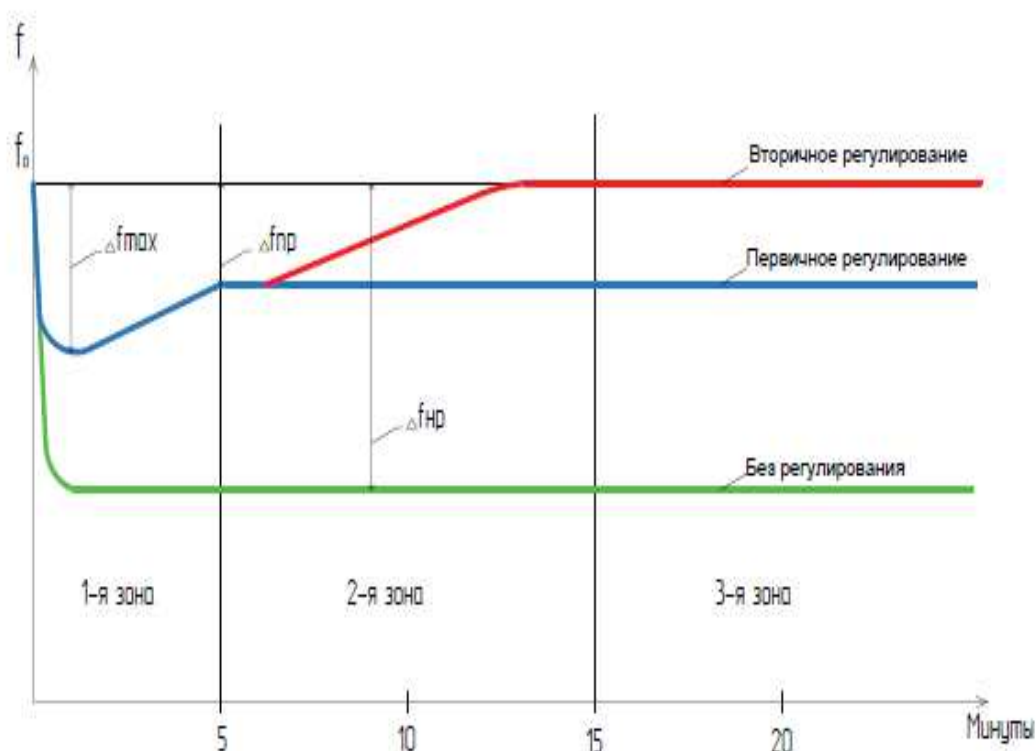


Рисунок 9.2 - Процесс регулирования частоты

На стадии 1 процесс изменения и установления частоты определяется первичным регулированием, которое способно с максимальным быстродействием остановить снижение частоты и удержать частоту до вступления в действие вторичного регулирования. Без первичного регулирования частота снижается достаточно сильно. Установившийся режим первичного регулирования наступает примерно через 30 секунд. Отклонение частоты при этом зависит от величины первичного дефицита. Стадия 1 продолжается до вступления в действие вторичного регулирования. В это время частоту удерживают все электростанции и потребители, участвующие в первичном регулировании.

На стадии 2, после уточнения обстановки и определения рационального способа восстановления частоты, производится оперативное вторичное

регулирование. При этом электростанции вторичного регулирования постепенно восстанавливают заданные значения частоты и перетоков мощности, а все электростанции (за исключением электростанций, участвовавших и в первичном и во вторичном регулировании) возвращаются к исходной нагрузке. Стадия 2 продолжается 5-10 минут и заканчивается восстановлением заданного значения частоты. Первичный резерв по завершении 2 стадии обычно полностью восстанавливается автоматически и должен быть готов к последующему использованию.

Следующая 3 стадия характеризуется нормальными параметрами режима. На этой стадии происходит восстановление истраченного на 2-й стадии вторичного резерва, с тем, чтобы быть готовым к последующему его использованию. Это делается в порядке третичного регулирования путем перераспределения мощности между электростанциями вторичного и третичного регулирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Ягоднической ГЭС высотой 75 м, на реке Колыма, являющимся сооружением II класса.

В ходе водно-энергетических расчётов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Ягоднической ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила 205 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого равна 516,83 м. Полезный объём при данных отметках НПУ 530 м и УМО составляет 3,1 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,32 млрд. кВт · ч.

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанций. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный - 74,5 м;
- расчётный - 63 м;
- минимальный - 59,1 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 282 м³/с.

По результатам расчётов был определён оптимальный вариант с 3 гидроагрегатами, с диаметром рабочих колёс 3,75 м. (РО-75-В-35).

По справочным данным для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-780/190-32.

После выбора основного и вспомогательного оборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята приплотинная. Строительные расходы пропускаются через донные отверстия. Водосливная плотина принята бетонной. Глухая - грунтовая каменно - набросная.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с донными отверстиями - 80 м;
- станционная бетонная плотина - 47,4 м;
- левобережная каменно-набросная грунтовая плотина - 226,4 м;
- правобережная каменно-набросная грунтовая глухая плотина - 125,8 м;

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы - 61,1 м;
- отметка подошвы водосливной плотины 451 м;
- число водосливных отверстий - 9;
- ширина водосливных отверстий - 4 м;
- ширина гребня - 11 м.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быку (стенке между глубинными отверстиями), 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 сочетании нагрузок. В результате расчётов коэффициент надёжности сооружения составляет 1,2 для основного сочетания нагрузок соответственно. Таким образом, плотина Тимптонской ГЭС отвечает требованиям надёжности. При расчёте 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 расчётам получены следующие показатели:

- срок окупаемости - 6,1 лет;
- себестоимость - 0,2 руб/кВт;
- удельные капиталовложения - 127627,31 тыс. руб./кВт.

Таким образом, строительство Ягоднического гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005г.
- 2.Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затева,Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, С.В. Митрофанов- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012.- 12 с.
3. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затева, С.В. Митрофанов.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. -106с.
4. Орахелашвили, Б.М. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию / Б.М. Орахелашвили. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2011. – 28 с.
5. Ковалев, Н.Н. Проектирование гидротурбин: учеб. пособие / Н.Н. Ковалев. – Л.: Машиностроение, 1974. – 279 с.
6. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
7. Бусырев А. И. Выбор основных параметров и основы проектирования вертикальных реактивных гидротурбин: учеб. пособие / А.И. Бусырев, В.А. Долгополов.- Л.: ЛПИ, 1988. – 96 с.
8. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014г. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта».
9. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НИЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
10. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования/ сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 40 с.
11. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно – Шушенский филиал, 2010. – 180 с.
12. СНиП 2.06.06-85. Плотины бетонные и железобетонные. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
13. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.

14. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения.- М.: ФГУП ЦПП, 2012.
15. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
16. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. -Ч.1. - 584 с.
17. Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
18. СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. - М.: Госстрой, 1989.
19. Приложение к приказу ПАО «РусГидро» 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2041 гг.».
20. Налоговый кодекс Российской Федерации : в 2 ч. : по состоянию на 10 окт. 2015 г. - Москва : Кнорус, 2015. - 1040с.
21. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике.- Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
22. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 - Москва : утвержденными РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений за р. Колыма за период 1940-1989. Среднемесячные и среднегодовые расходы воды

Расходы в метрах кубических в секунду

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год
1940	3	2	2	2	229	263	358	931	559	60	25	9	204
1941	8	6	4	4	420	2071	1431	439	378	61	15	4	403
1942	4	3	2	2	327	396	971	906	331	60	26	11	253
1943	6	4	3	3	397	2061	991	357	359	73	21	9	357
1944	5	3	3	2	248	507	526	811	395	108	18	6	219
1945	4	3	2	2	545	813	664	913	942	85	22	9	334
1946	6	4	3	3	465	723	399	613	259	88	26	15	217
1947	6	4	3	3	494	632	1041	1331	428	70	24	15	338
1948	8	5	4	4	417	2401	928	571	424	68	27	17	406
1949	10	5	4	5	435	1401	617	1211	782	126	29	15	387
1950	10	8	4	3	349	1091	923	784	541	91	30	15	321
1951	7	4	3	3	807	1341	947	882	420	137	54	28	386
1952	14	6	4	3	531	1101	611	591	423	113	46	22	289
1953	3	2	1	1	1159	1209	678	575	408	64	9	6	343
1954	5	3	2	1	468	1029	901	299	310	64	40	12	261
1955	8	3	1	1	349	1059	867	954	305	86	16	7	305
1956	4	2	1	1	518	465	509	254	327	43	13	5	179
1957	4	2	1	1	335	820	700	618	293	98	32	10	243
1958	4	3	2	1	297	980	878	613	329	75	21	9	268
1959	3	1	1	1	439	806	620	743	501	76	28	12	269
1960	3	2	1	1	315	920	559	579	288	48	18	8	229
1961	4	2	1	1	344	890	852	570	394	87	19	8	264
1962	7	11	9	23	354	990	761	755	394	39	17	12	281
1964	7	7	2	9	188	766	513	517	191	22	26	11	188
1965	6	5	3	3	635	1000	681	420	430	75	28	20	276
1966	6	2	1	1	364	1000	510	465	480	79	30	13	246
1967	6	2	1	2	1090	905	765	652	608	130	23	9	349
1968	4	2	2	1	1160	1410	479	576	409	65	10	9	344
1969	6	4	3	2	469	1030	842	360	311	65	41	18	263
1970	9	4	2	2	350	1060	868	955	306	87	17	8	306
1971	5	3	1	2	519	566	510	255	228	48	14	6	180
1972	8	2	2	2	353	896	494	925	588	59	20	12	280
1973	6	2	1	1	312	560	228	218	280	85	31	23	146
1974	15	8	5	6	826	1020	616	500	509	75	20	10	301
1975	4	2	1	1	488	1010	670	719	1100	72	19	11	341

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1976	5	4	2	2	352	610	348	173	298	29	9	5	153
1977	2	1	1	1	228	262	357	930	558	59	24	8	203
1978	7	5	3	3	519	1070	1430	438	377	60	14	3	327
1979	3	2	1	1	326	395	970	805	344	59	25	10	245
1980	5	3	2	2	796	1360	1090	360	358	72	20	8	340
1981	4	3	2	1	247	506	525	810	394	110	16	8	219
1982	3	2	1	2	544	812	652	912	941	84	21	8	332
1983	5	3	2	2	464	722	398	612	258	87	25	14	216
1984	5	3	2	2	493	631	1040	1330	427	69	23	14	337
1985	7	4	3	3	428	2400	927	570	423	67	26	16	406
1986	9	5	3	4	434	1220	616	1210	781	125	28	14	371
1987	9	7	3	2	348	1090	922	783	540	90	29	14	320
1988	6	4	2	2	806	1340	846	881	419	136	53	27	377
1989	12	5	2	114	550	989	690	540	333	112	45	25	285
-	6	4	2	5	482	994	733	671	442	79	25	12	288

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зима						Лето					
Ранж	ΔР, МВт	Δt, часы	ΔЭ	Э, млн кВт·ч	Коор- дината по Р, МВт	Ранж	ΔР, МВт	Δt, часы	ΔЭ	Э, млн кВт·ч	Коор- дината по Р, МВт
1331	31	1	31	0,31	31	767	73	1	73	0,073	73
1300	24	2	49	0,08	55	694	0	2	1	0,073	73
1276	9	3	27	0,106	64	694	14	3	41	0,115	87
1267	10	4	40	0,146	74	680	10	4	40	0,155	97
1257	19	5	97	0,243	94	670	0	5	0	0,155	97
1237	5	6	32	0,276	99	670	13	6	80	0,235	110
1232	8	7	59	0,335	107	657	3	7	24	0,259	114
1224	5	8	36	0,371	112	654	8	8	67	0,326	122
1219	20	9	179	0,551	132	645	0	9	0	0,326	122
1199	10	10	97	0,648	142	645	4	10	43	0,369	126
1189	11	11	116	0,763	152	641	7	11	76	0,446	133
1179	11	12	127	0,89	163	634	0	12	0	0,446	133
1168	27	13	356	1,246	190	634	6	13	74	0,52	139
1141	13	14	187	1,432	203	628	17	14	233	0,753	156
1128	13	15	199	1,631	217	612	0	15	4	0,757	156
1114	157	16	2511	4,142	374	611	66	16	1062	1,819	222
957	95	17	1620	5,762	469	545	18	17	300	2,119	240
862	6	18	103	5,865	475	527	19	18	350	2,468	259
856	47	19	899	6,764	522	508	16	19	298	2,767	275
809	0	20	5	6,769	522	492	5	20	103	2,869	280
809	17	21	360	7,129	539	487	12	21	242	3,111	292
792	0	22	0	7,129	539	476	1	22	24	3,136	293
792	39	23	897	8,026	578	474	1	23	16	3,152	294
753	753	24	18065	26,091	1331	474	474	24	11369	14,521	767

Продолжение приложения А

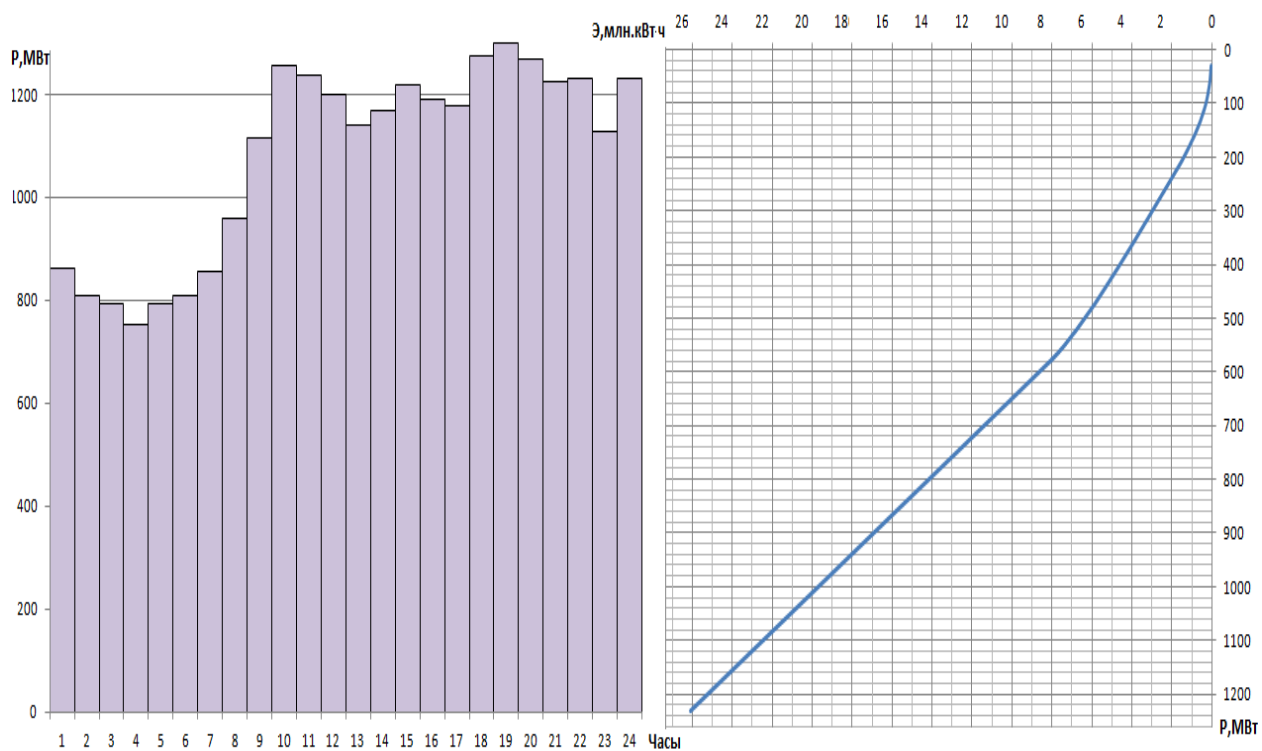


Рисунок А.1 - ИКН зимних суток

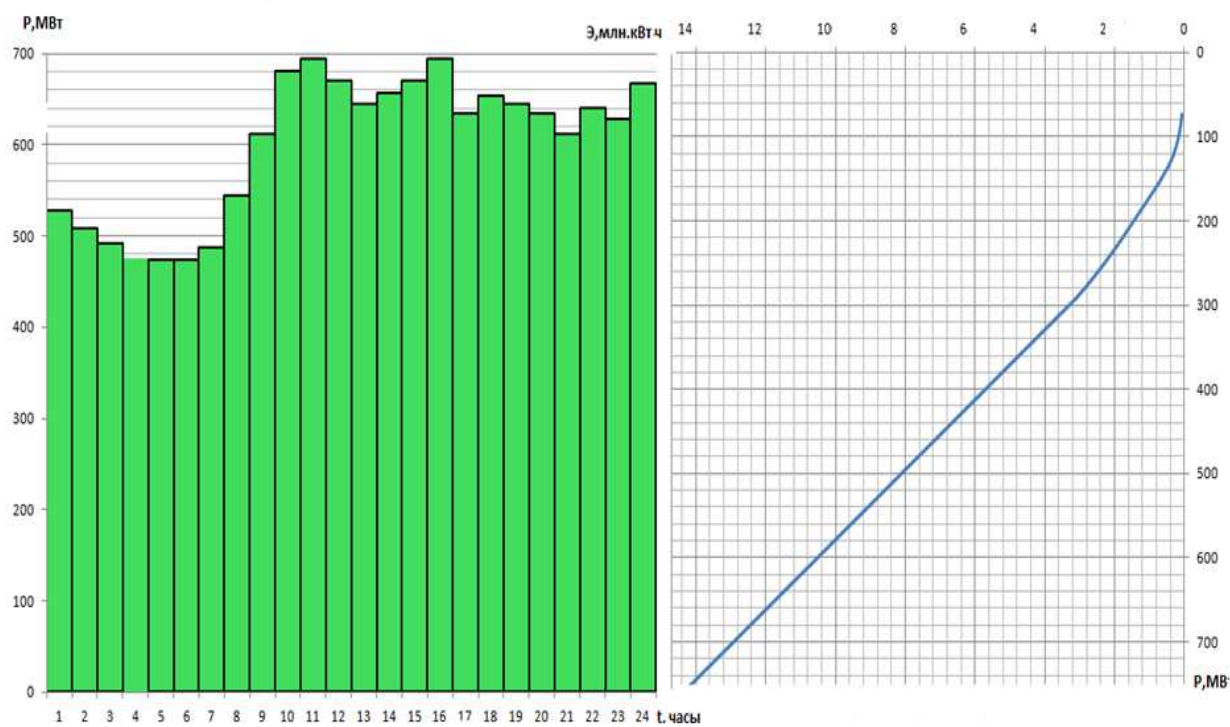


Рисунок А.2 - ИКН летних суток

Продолжение приложения А

Таблица А.3 - Сработка-наполнение водохранилища по условиям маловодного года (первая итерация)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Месяц	Расходы, м ³ /с							Объемы водохранилища, м ³			Отметки ВБ, м			НБ,м	Нгэс,м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
	Qпол	Qф	Qвдх	Qхол.сб.	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vн	ΔV	Vк	Zн	Zк	Zср				
10	18	2	60	0	78	80	80	8,100	0,156	7,944	530	528,19	529,09	454,65	74,44	51	по вхк
11	16	2	120	0	136	138	80	7,944	0,311	7,633	528,19	527,13	527,66	454,89	72,77	86	86
12	1	2	227	0	228	230	80	7,633	0,588	7,045	527,13	525,11	526,12	455,24	70,88	141	141
1	1	2	235	0	236	238	80	7,045	0,609	6,436	525,11	522,93	524,02	455,27	68,75	141	141
2	2	2	145	0	147	149	80	6,436	0,376	6,060	522,93	521,52	522,22	454,93	67,30	86	86
3	0	2	78	0	78	80	80	6,060	0,202	5,858	521,52	520,72	521,12	454,65	66,47	45	по вхк
4	0	2	158	0	158	160	160	5,858	0,410	5,448	520,72	519,02	519,87	454,97	64,90	89	по вхк
5	204	2	-46	0	158	160	160	5,448	-0,119	5,568	519,02	519,53	519,28	454,97	64,31	88	по вхк
6	757	2	-599	0	158	160	160	5,568	-1,553	7,120	519,53	525,37	522,45	454,97	67,48	93	по вхк
7	497	2	-339	0	158	160	160	7,120	-0,879	7,999	525,37	528,37	526,87	454,97	71,90	99	по вхк
8	508	2	-350	0	158	160	160	7,999	-0,907	8,906	528,37	531,50	529,93	454,97	74,96	103	по вхк
9	182	2	-24	0	158	160	160	8,906	-0,062	8,968	531,50	531,71	531,61	454,97	76,63	105	по вхк

Продолжение приложения А

Таблица А.4 - Сработка-наполнение водохранилища по условиям маловодного года (конечная итерация)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Месяц	Расходы, м ³ /с							Объемы водохранилища, м ³			Отметки ВБ, м			НБ,м	Нгэс,м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт
	Qпол	Qф	Qв-ща	Qхол.сб.	QГэс	Qнб	Qвхк	Vн	ΔV	Vк	Zн	Zк	Zсп				
10	18	2	60	0	78	80	80	8,10	0,16	7,94	530	528,19	529,09	454,65	74,44	51	по вхк
11	16	2	162	0	178	180	80	7,94	0,42	7,52	528,19	526,76	527,47	455,05	72,42	112	112
12	1	2	272	0	273	275	80	7,52	0,71	6,82	526,76	524,31	525,54	455,40	70,14	167	167
1	1	2	284	0	285	287	80	6,82	0,74	6,08	524,31	521,61	522,96	455,44	67,52	167	167
2	2	2	195	0	197	199	80	6,08	0,51	5,58	521,61	519,58	520,59	455,12	65,47	112	112
3	0	2	78	0	78	80	80	5,58	0,20	5,38	519,58	518,71	519,14	454,65	64,49	44	по вхк
4	0	2	158	0	158	160	160	5,38	0,41	4,97	518,71	516,83	517,77	454,97	62,80	86	по вхк
5	204	2	-46	0	158	160	160	4,97	-0,12	5,09	516,83	517,39	517,11	454,97	62,14	85	по вхк
6	757	2	-599	0	158	160	160	5,09	-1,55	6,64	517,39	523,67	520,53	454,97	65,56	90	по вхк
7	497	2	-339	0	158	160	160	6,64	-0,88	7,52	523,67	526,73	525,20	454,97	70,23	97	по вхк
8	508	2	-350	0	158	160	160	7,52	-0,51	8,42	526,73	529,83	528,28	454,97	73,31	101	по вхк
9	182	2	-24	0	158	160	160	8,02	-0,06	8,08	529,83	530,01	529,93	454,97	74,96	103	по вхк

Продолжение приложения А

Таблица А.5 - Сработка-наполнение водохранилища по условиям среднегодового года (по мощностям)

Месяц	Расходы, м ³ /с							Объемы водохранилища, м ³			Отметки ВБ, м			НБ,м	Нгэс	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э,млн.кВт·ч
	Qпол	Qф	Qв-ша	Qхол.сб.	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vн	ΔV	Vк	Zн	Zк	Zср					
10	35	2	45	0	80	82	80	8,1	0,12	7,98	530,00	528,32	529,16	454,66	74,50	52	по ВХК	37,3
11	7	2	170	0	177	179	80	7,98	0,44	7,54	528,32	526,82	527,57	455,04	72,52	112	112	83
12	2	2	271	0	273	275	80	7,54	0,70	6,84	526,82	524,39	525,60	455,40	70,20	167	167	124
1	1	2	283	0	284	286	80	6,84	0,73	6,11	524,39	521,70	523,04	455,44	67,60	167	167	120
2	6	2	191	0	197	199	80	6,11	0,50	5,61	521,70	519,72	520,71	455,12	65,59	112	112	75
3	7	2	251	0	258	260	80	5,61	0,65	4,96	519,72	518,80	519,26	455,35	62,91	141	по ВХК	105
4	14	2	154	0	168	170	160	4,96	0,14	4,82	518,80	516,83	528,42	455,01	60,78	89	по ВХК	63
5	370	2	-4	0	366	368	160	4,82	-0,01	4,83	516,83	518,16	517,50	455,72	60,41	188	по ВХК	139
6	981	2	-624	0	357	359	160	4,83	-1,62	6,45	518,16	524,98	521,57	455,69	63,88	195	по ВХК	144
7	745	2	-418	0	327	329	160	6,45	-1,08	7,53	524,98	526,78	525,88	455,59	69,29	194	по ВХК	140
8	746	2	-438	0	308	310	160	7,53	-1,14	8,67	526,78	529,97	528,37	455,52	73,20	194	по ВХК	144
9	385	2	-82	0	303	305	160	8,67	-0,21	8,88	529,97	530,00	529,99	455,51	75,53	197	по ВХК	146

Продолжение приложения А

Таблица А.6 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

-	ЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС				Существующая ГЭС		
	Р max	Ннагр	Навар	Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Навар	Нрем.	Ннагр.	Нраб.	Ннагр.	Нрем.
1	1311	20	92	201	4	-	617	43	-	9	493	7	-
2	1249	19	87	184	3	-	610	43	-	9	455	7	-
3	1073	16	75	168	3	-	457	32	-	7	448	7	56
4	878	13	61	141	2	31	357	25	-	5	380	6	56
5	781	12	55	118	2	-	321	22	61	5	342	5	-
6	677	10	47	116	2	-	266	19	170	4	304	5	-
7	677	10	47	116	2	-	266	19	170	4	304	5	-
8	781	12	55	118	2	-	321	22	61	5	342	5	-
9	878	13	61	141	2	-	357	25	-	5	380	6	56
10	1073	16	75	168	3	-	457	32	-	7	448	7	56
11	1249	19	87	184	3	-	610	43	-	9	455	7	-
12	1311	20	92	201	4	-	617	43	-	9	493	7	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

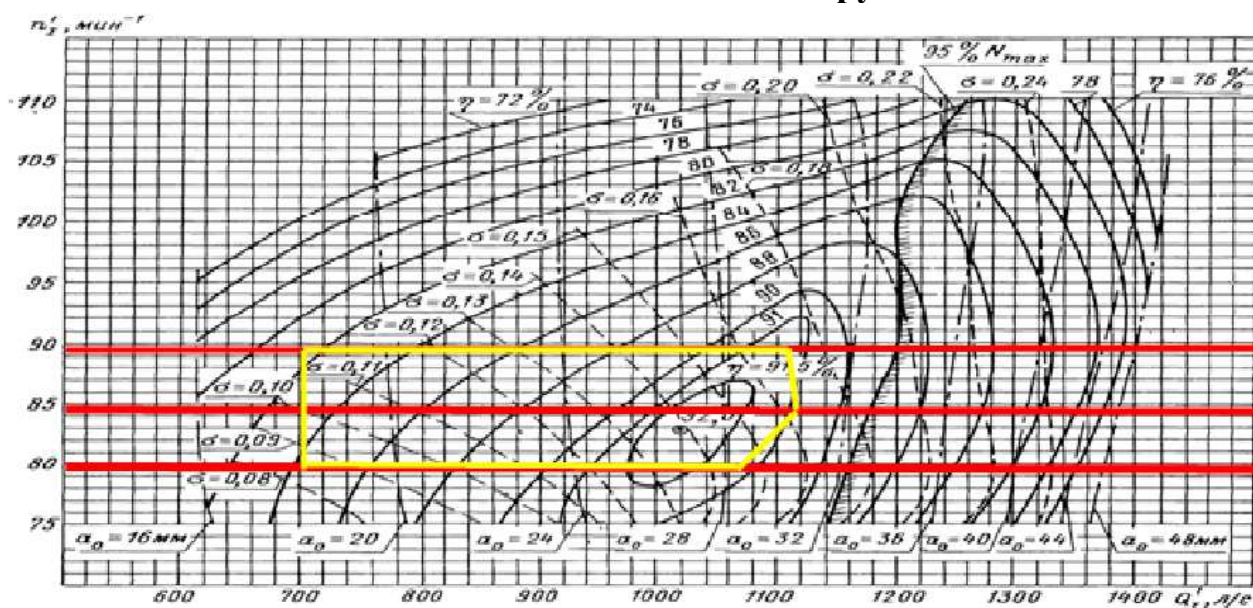


Рисунок Б.1 - Зона работы радиально-осевой турбины РО75-В-375 на главной универсальной характеристике

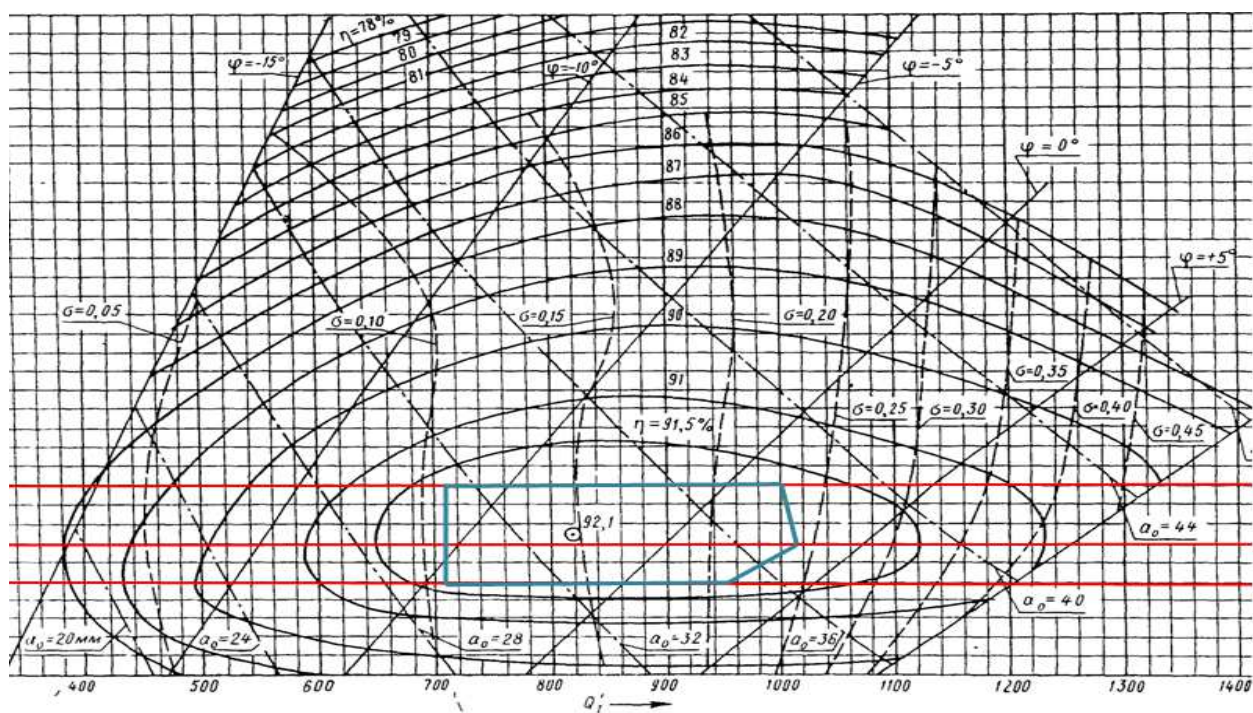


Рисунок Б.2 - Зона работы поворотной-лопастной турбины ПЛД75-В-375 на главной универсальной характеристике

Продолжение приложения Б

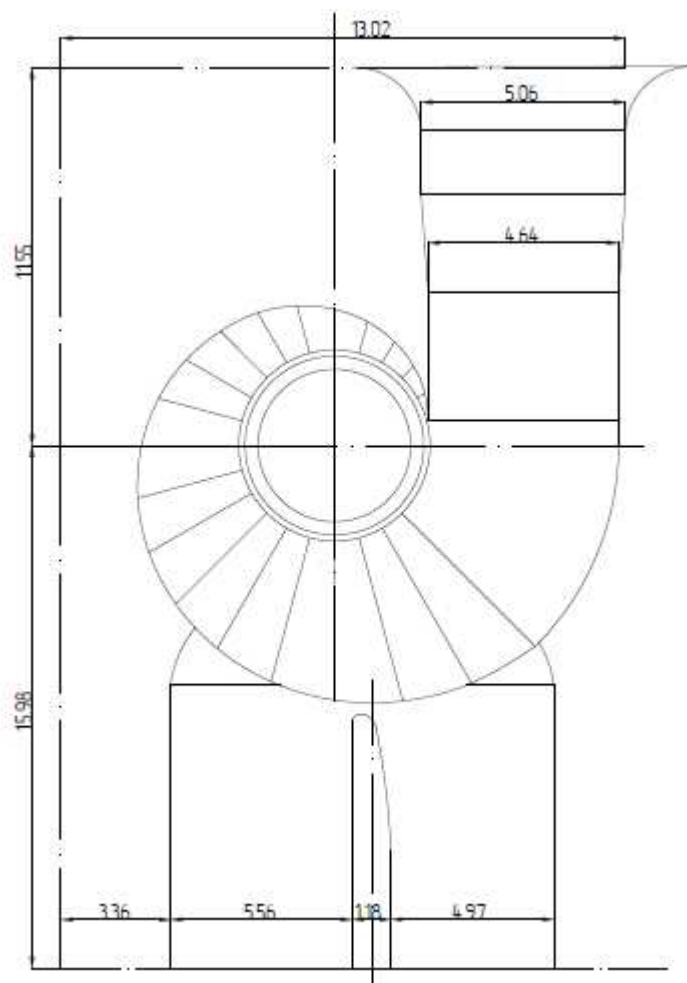


Рисунок Б.3 – Спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Электрическая часть

Технические характеристики КРУЭ серий ЯГГ-110, ЯГГ-220

Наименование параметра	Значение	
	ЯГГ-110	ЯГГ-220
Номинальное напряжение, кВ	110	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50	50
Параметры сивозного тока короткого замыкания:		
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) i_p , кА	125	125
- среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) I_t , кА	50	50
- время протекания тока термической стойкости, с	3	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	230	440
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	520	900
Параметры трансформаторов тока		
Класс точности вторичных обмоток:		
- для учета	0,2S;	
- для измерений	0,5S; 0,2; 0,5	
- для защиты	5P; 10P	
Параметры трансформаторов напряжения		
Класс точности вторичных обмоток:		
- для учета	0,2;	
- для измерений	0,2; 0,5	
- для защиты	3P	
Номинальный ток, А		
- линейной шлейки	3150	3150
- сборных шин	4000	4000

Рисунок В.1 - Технические характеристики КРУЭ ЯГГ-220

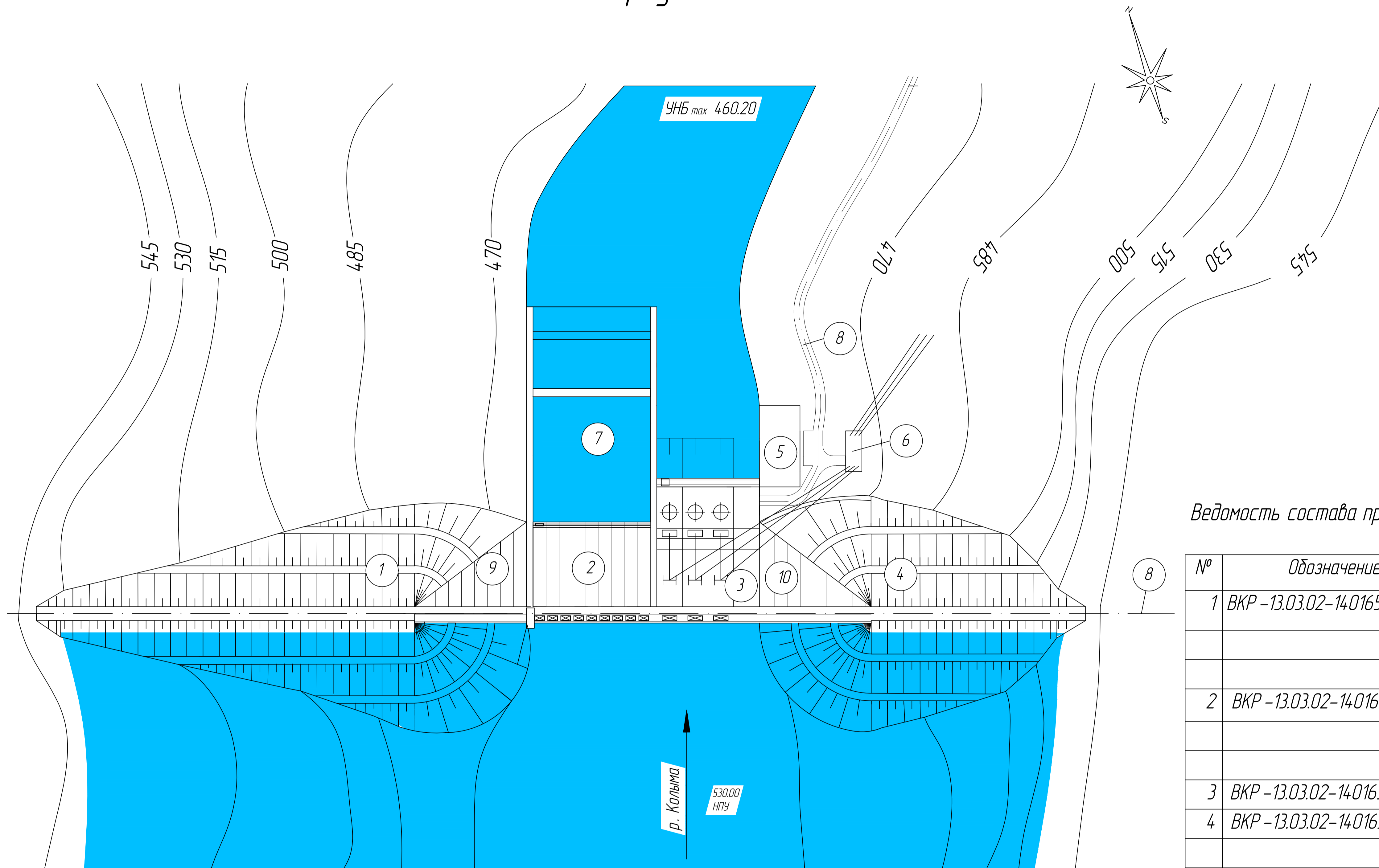
Продолжение приложения В

Технические характеристики выключателя ВГГ-20

Наименование параметра	Значение		
	ВГГ-20-90/10000	ВГГ-20-90/8000	ВГГ-15-50/6300
Номинальное напряжение, кВ	20	20	15
Номинальный ток, $I_{ном}$, А	10000	8000	6300
Сквозной ток короткого замыкания:			
- ток электродинамической стойкости, i_{sc} , кА;	230	230	130
- ток термической стойкости I_{sc} , кА	90	90	50
- время протекания тока (время короткого замыкания), с	3	3	3
Номинальный ток отключения, $I_{от.ном}$:			
- действующее значение периодической составляющей, кА	90	90	50
- относительное содержание аperiodической составляющей β_n , %	40	40	40
Номинальный ток включения:			
- наибольший пик, $I_{в.п}$, кА	230	230	130
- начальное действующее значение периодической составляющей, $I_{в.н}$, кА	90	90	50
Ток короткого замыкания генератора:			
- действующее значение периодической составляющей, кА	50	50	50
- относительное содержание аperiodической составляющей β_n , %	90	90	90
Ток в условиях рассогласования фаз			
Ток включения:			
- наибольший пик, кА	130	130	75
- действующее значение периодической составляющей, кА	50	50	30
Ток отключения:			
- действующее значение периодической составляющей, кА	50	50	30
- относительное содержание аperiodической составляющей β_n , %	75	75	75
Аварийный ток при включении в противофазу:			
- наибольший пик, кА	180	180	90
- начальное действующее значение периодической составляющей, кА	70	70	35
Собственное время включения, $t_{в.с}$, с, не более		0,1	
Собственное время отключения, $t_{от.с}$, с		(0,030±0,005)	

Рисунок В.2 - Паспорт выключателя ВГГ-20-90/8000

Генплан Ягоднического гидроузла



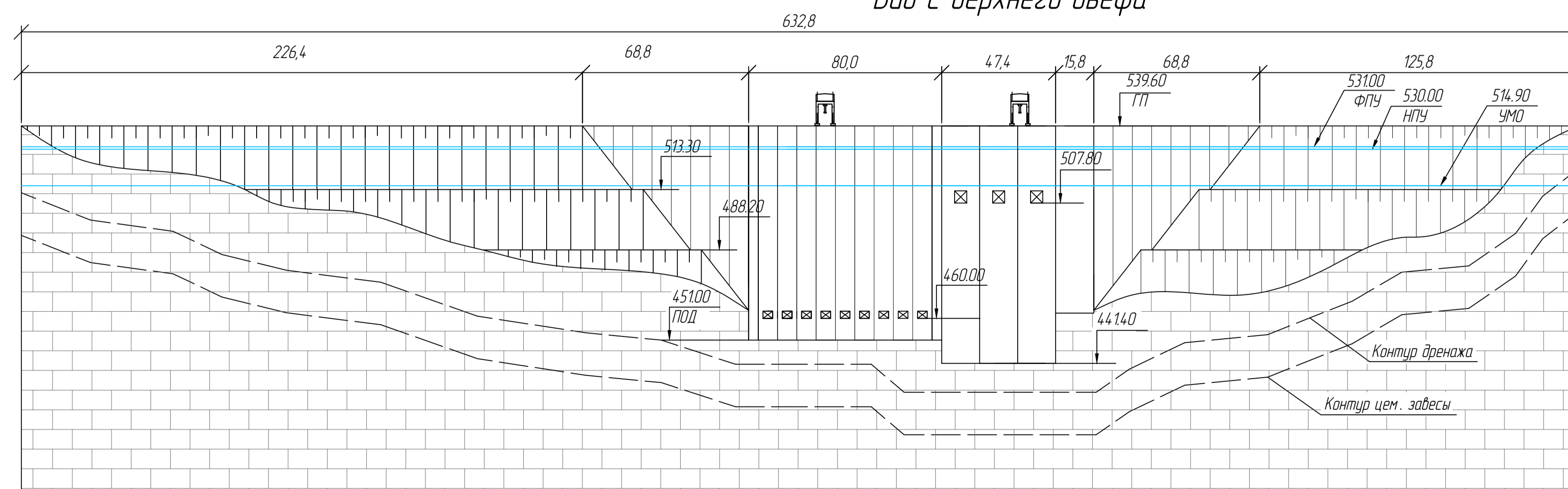
Спецификация:

1	Левобережная грунтовая глухая плотина
2	Водосливная плотина
3	Станционная часть бетонной плотины
4	Правобережная грунтовая глухая плотина
5	Служебно-технологический комплекс
6	КРУЭ 220 кВ
7	Водобой
8	Автоморога
9	Левобережная глухая бетонная плотина
10	Правобережная глухая бетонная плотина

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-1401659-ГП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Условные обозначения. Ведомость состава проекта.
2	ВКР-13.03.02-1401659-ГР 1	Поперечный разрез станционной части и зданию ГЭС. Основные характеристики гидросилового оборудования.
3	ВКР-13.03.02-1401659-ГР 2	Поперечный разрез по зданию ГЭС.
4	ВКР-13.03.02-1401659-ГР 3	Поперечный разрез по водосливной плотине. План водосливной плотины.
4	ВКР-13.03.02-1401659-ГР 4	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий.
5	ВКР-13.03.02-1401659-ЭС 1	Главная электрическая схема.
6	ВКР-13.03.02-1401659-ЭС 2	Релейная защита и автоматика.
7	ВКР-13.03.02-1401659-ПЗ	Пояснительная записка.

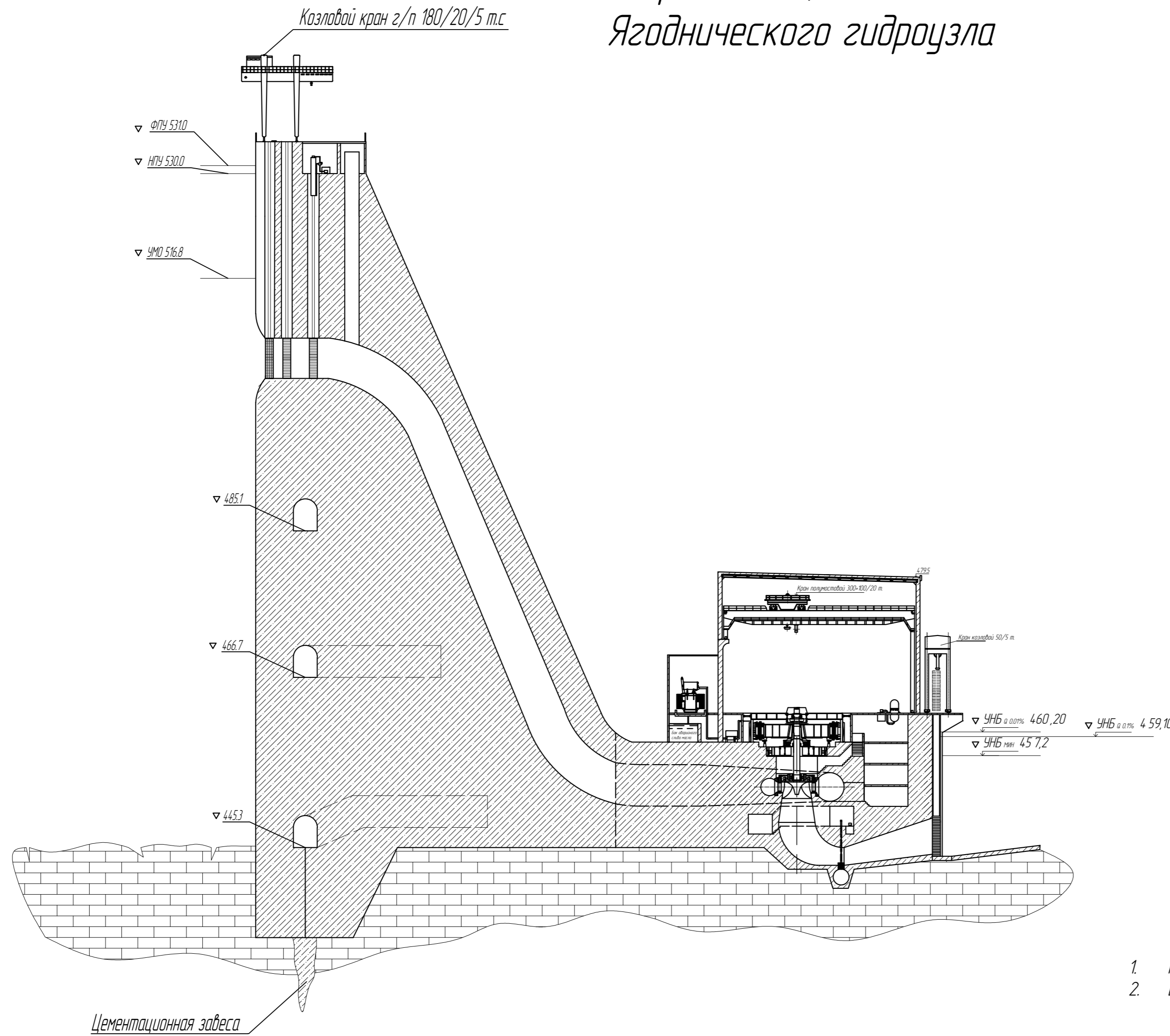
Вид с верхнего бьефа



Масштаб 1:2000

ВКР-13.03.02-1401659-ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Курочкина			
Пров.		Лыбина			
Проектирование Ягоднической ГЭС на реке Колыма			Стация	Лист	Листов
				1	1
Н.контр. Утв.			Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Условные обозначения. Ведомость состава проекта.		Кафедра ГГЭС

Разрез стационарной части плотины гидроэлектростанции Ягоднического гидроузла



Основные данные агрегата:
Тип турбины : РО 75-В-375 ;
Тип генератора : СВ 780/190-32 ;
Количество агрегатов : 3 ;
максимальный : 74.5 м ;
расчетный : 66.8 м ;
минимальный : 60.2 м ;
Расчетная высота отсасывания : -3.08 м ;
Частота вращения : 187,5 об/мин .

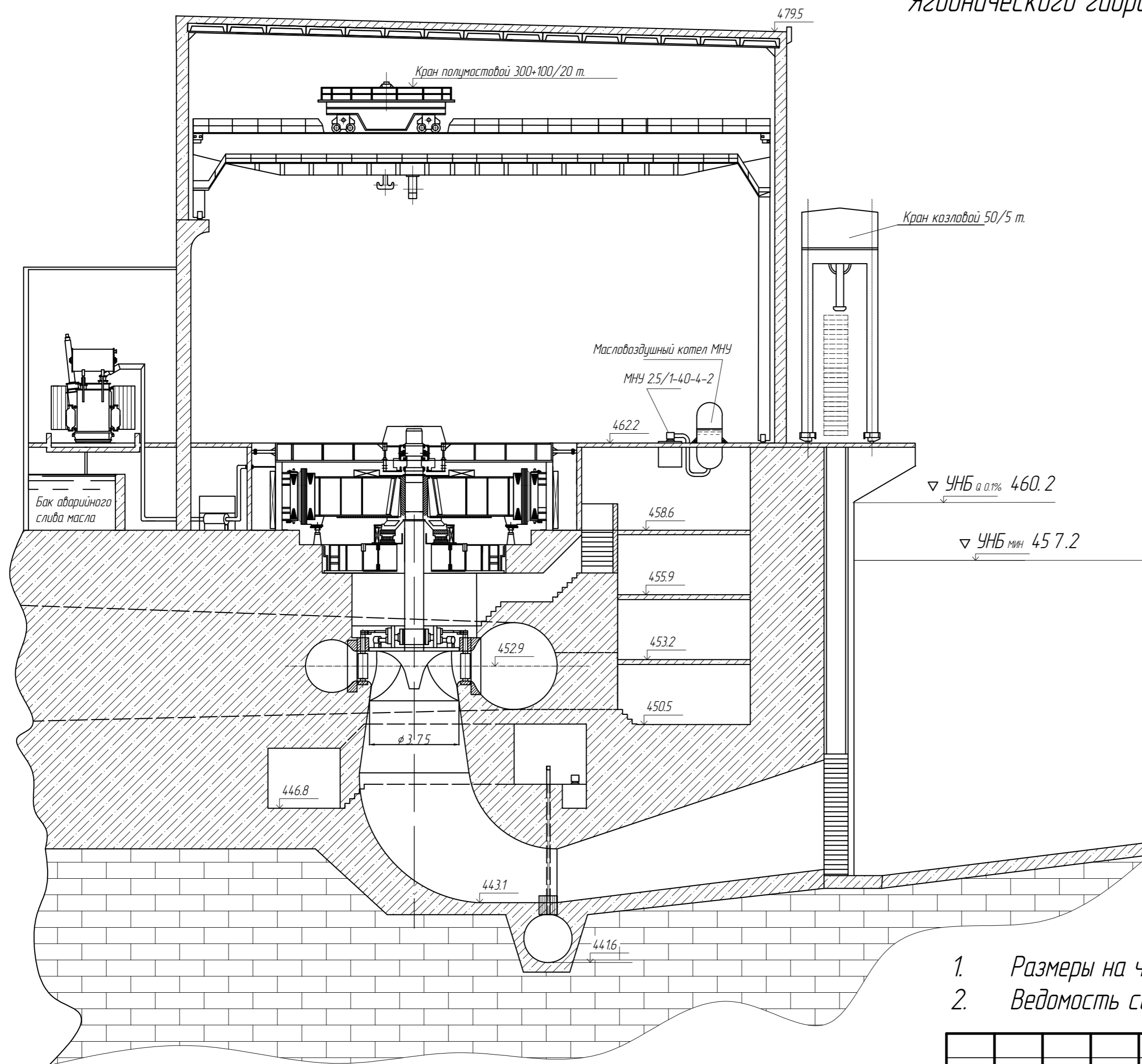
Масштаб: 1:400

1. Размеры на чертеже указаны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02-14.01659-ГР

						ВКР - 13.03.02 - 14.01659 - ГР 1			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Ягоднической ГЭС на р. Колыма	Стадия	Лист	Листов
Разраб.								1	1
Проб.									
Н.контр.						Поперечный разрез по стационарной части и здание ГЭС. Основные характеристики гидросилового оборудования.	Кафедра ГГЭС		
Утв.									

Разрез здания гидроэлектростанции
Ягоднического гидроузла

Шов плиты - здание ГЭС



Основные данные агрегата:
Тип турбины : Р0 75-В-375 ;
Тип генератора : СВ 780/190-3 ;
Количество агрегатов : 3 ;
Напор:
максимальный : 74.5 м ;
расчетный : 66.8 м ;
минимальный : 60.2 м ;
Расчетная высота отсасывания : -3.08 м ;
Частота вращения : 187,5 об/мин .

Масштаб: 1:200

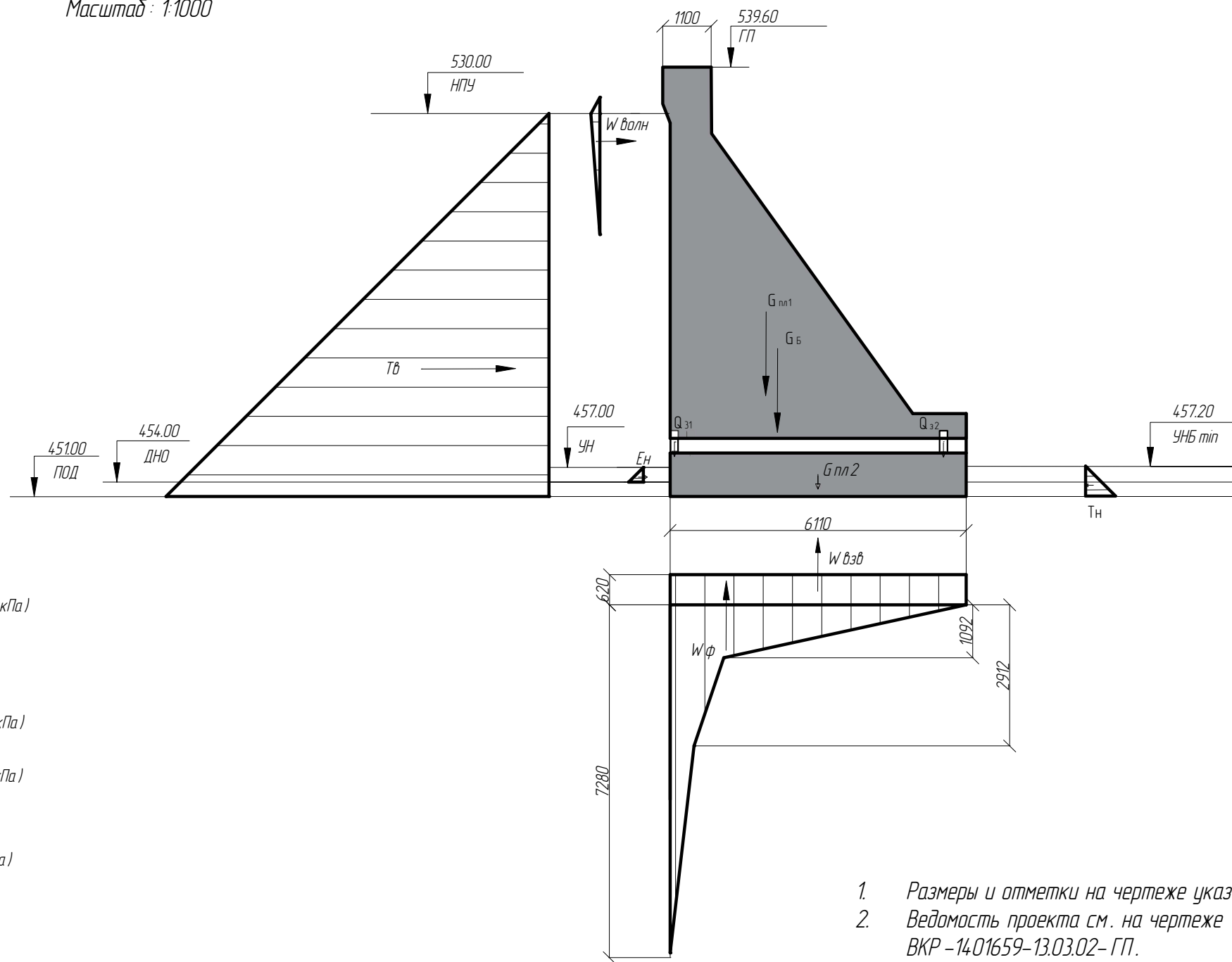
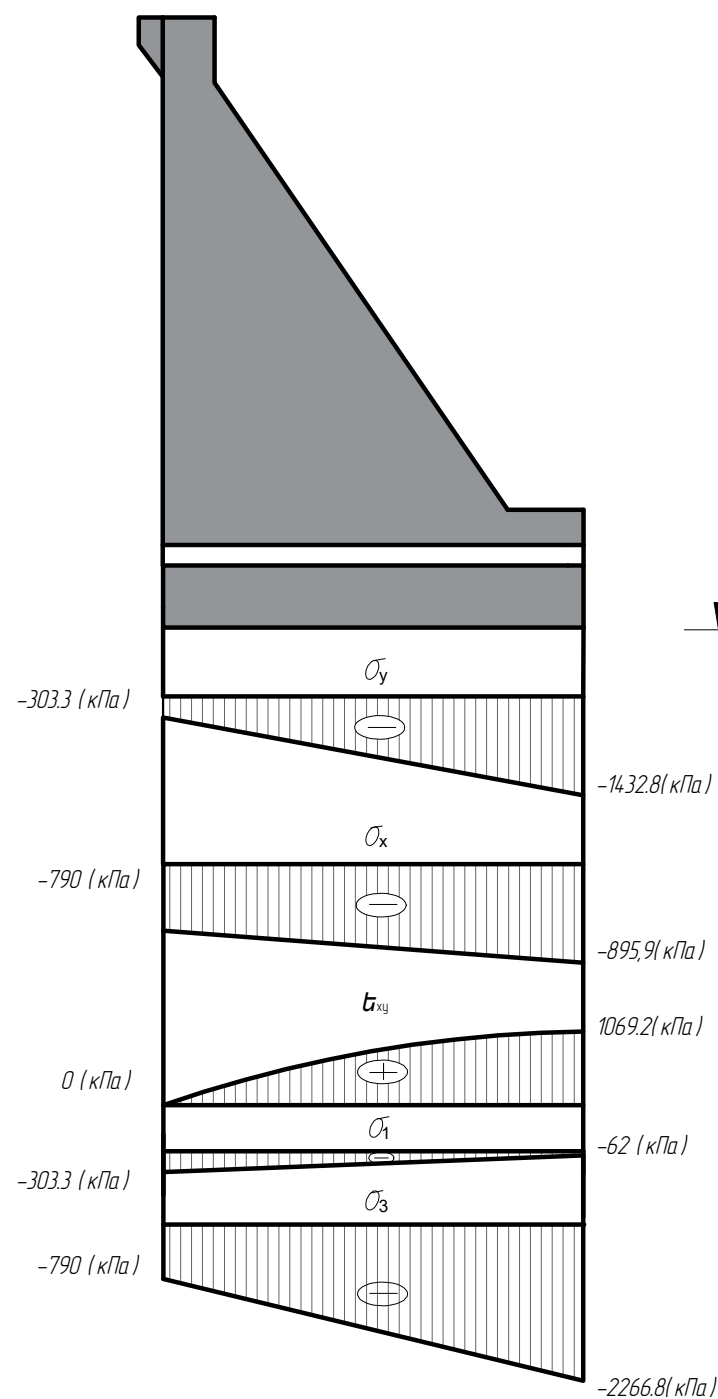
1. Размеры на чертеже указаны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02-14.01659-ГР

						ВКР - 13.03.02-14.01659- ГР 2			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Ягоднической ГЭС на р. Кольма	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Курочкина						1	1
Проб.		Масленникова							
Т.контр.									
Н.контр.									
Утв.						Поперечный разрез по зданию ГЭС	Кафедра ГГЭЭС		

Сбор нагрузок, воздействующих на водосливную плотину

Напряжения в сечении на отметке 451.00

Масштаб: 1:1000

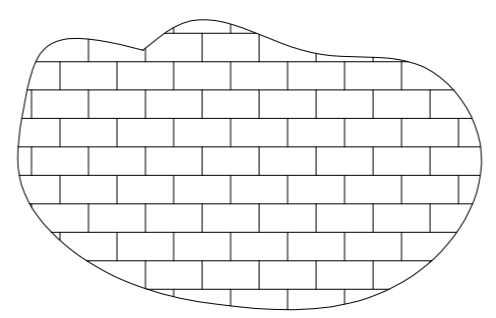
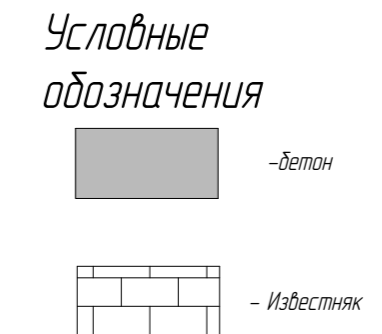
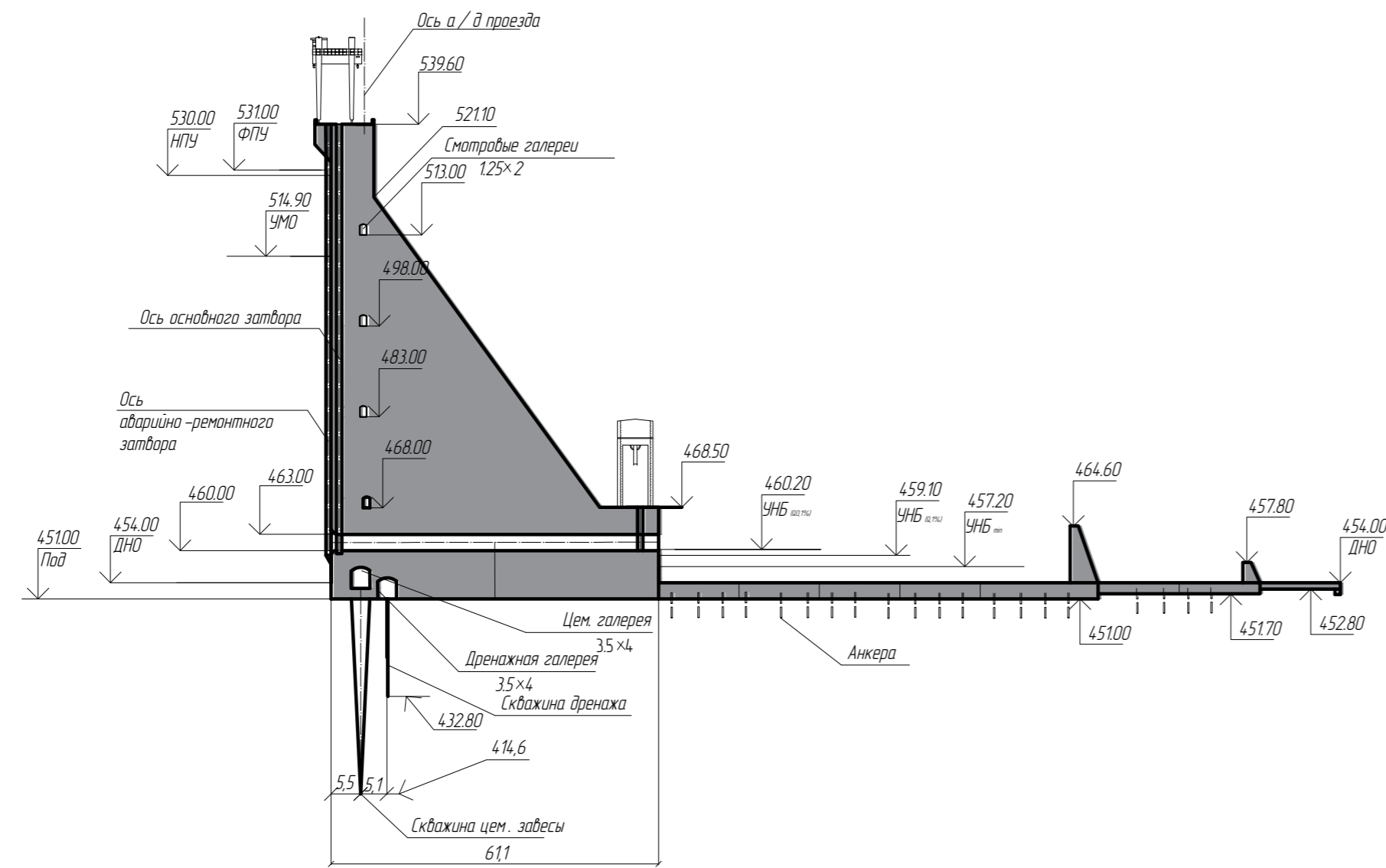


1. Размеры и отметки на чертеже указаны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-1401659-13.03.02-ГП.

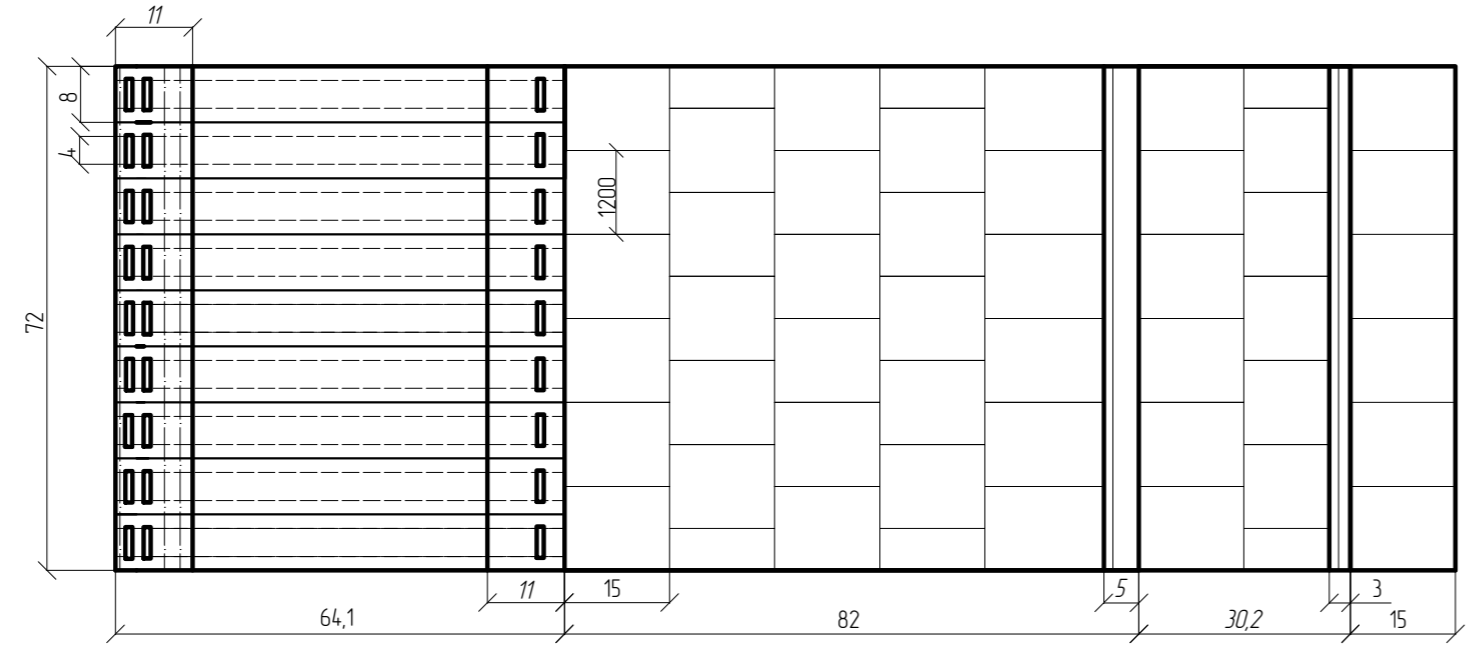
						ВКР-13.03.02-1401659-ГР 4			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Ягоднической ГЭС на реке Колыма	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Курочкина							1	1
Проб.	Льдина					Сбор нагрузок на водосливную плотину	Кафедра ГГЭЭС		
Н.контр.									
Утв.									

Поперечный разрез по водосливной плотине

Масштаб: 1:1000



План водосливной плотины



1. Размеры на чертеже указаны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР 13.03.02-101659-ГП

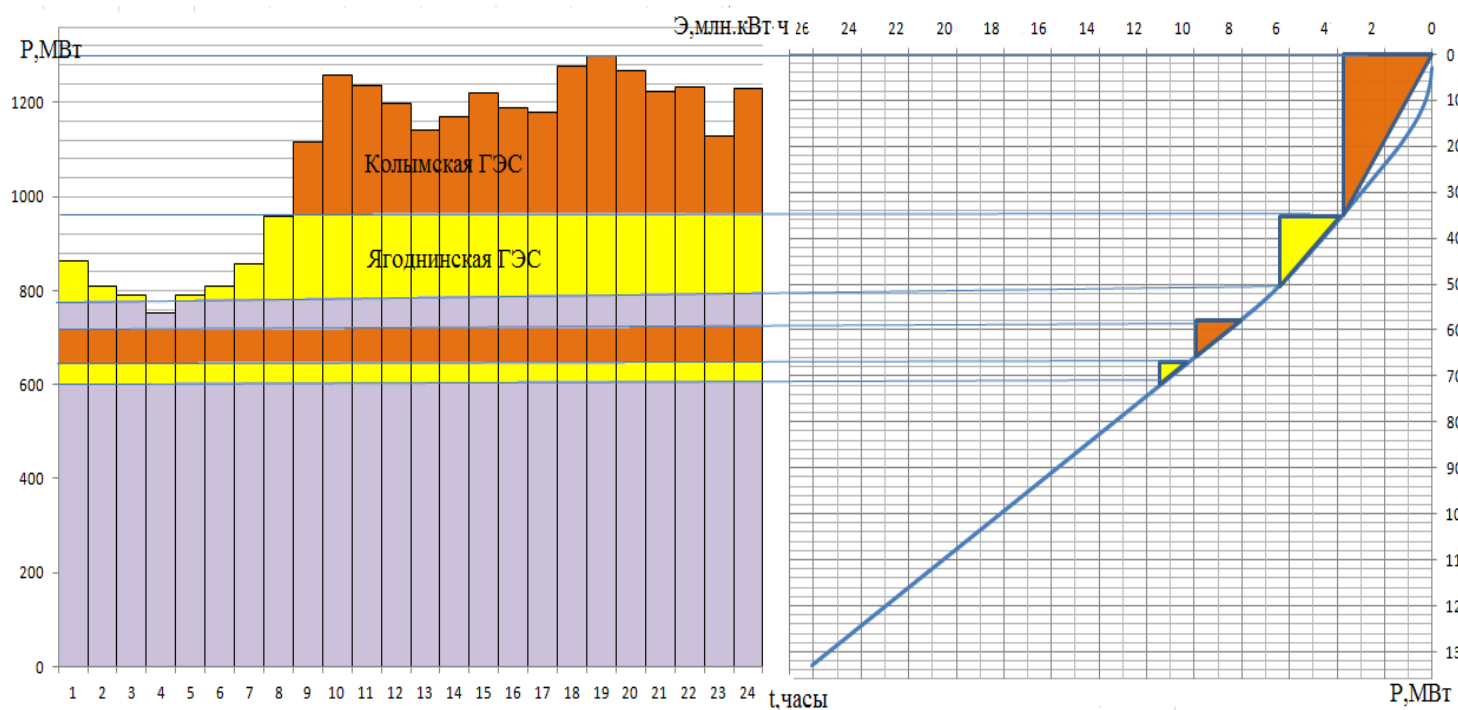
						ВКР - 13.03.02-1401659			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Ягоднической ГЭС на реке Колыма	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Курочкина							1	1
Проб.	Львина					Поперечный разрез водосливной плотины. План водосливной плотины.	Кафедра ГГЭС		
Н. контр.									
Утв.									

Водно-энергетические показатели Ягоднической ГЭС

$$N_{уст} = 205 \text{ МВт}$$

$$\bar{E} = 1,32 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

Суточный график нагрузки для зимнего периода



Баланс мощности

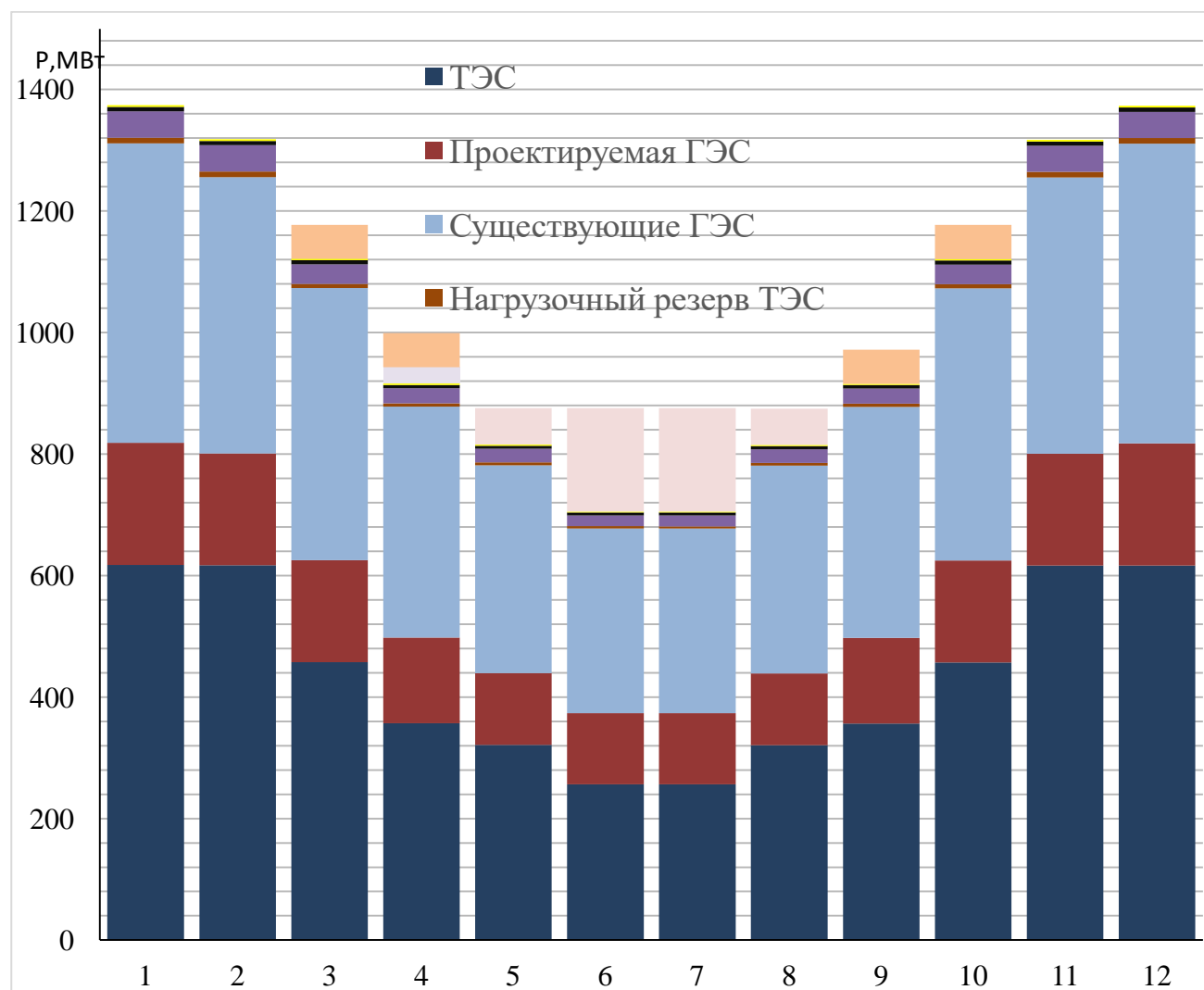
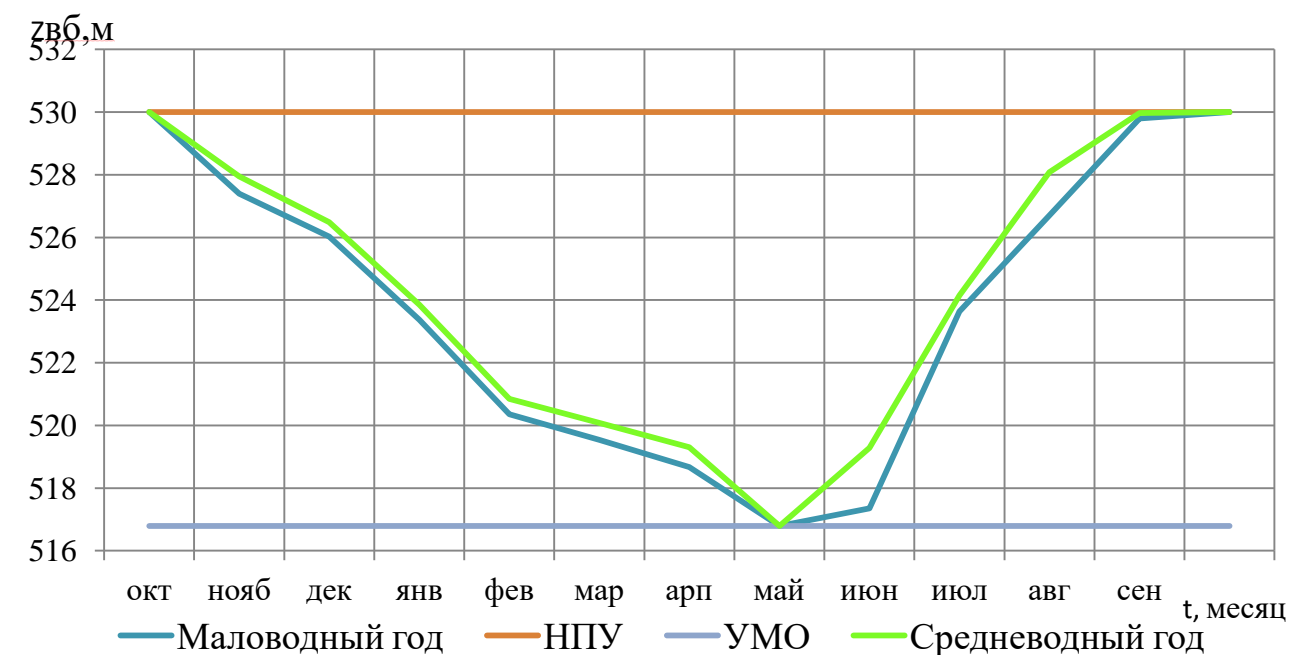
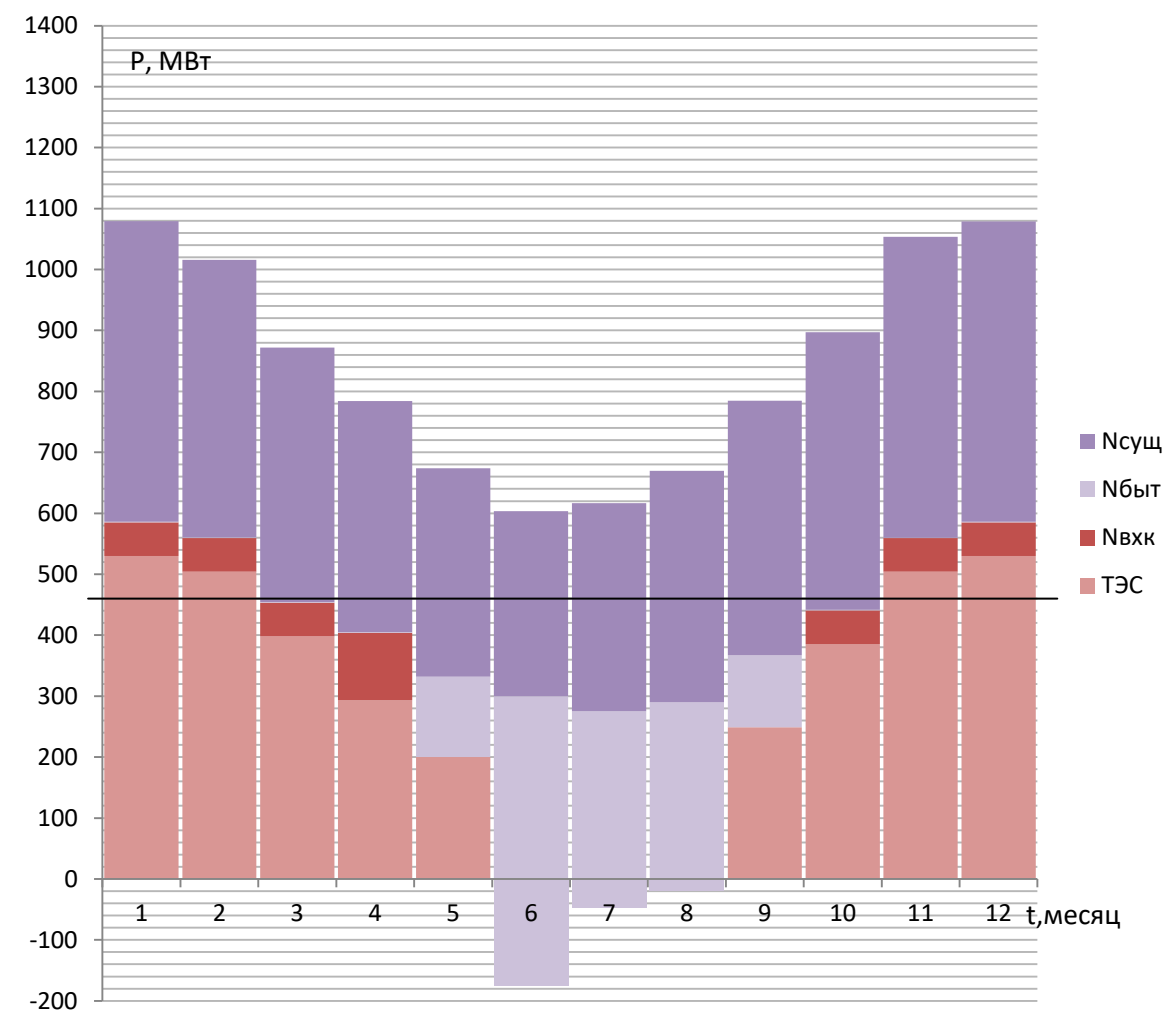


График сработки и наполнения водохранилища



Баланс Энергии



№ ячейки	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ 220кВ Ягодническая ГЭС-Ортоукан	ВЛ 220кВ Ягодническая ГЭС-Ортоукан	ВЛ 220кВ Ягодническая ГЭС-Ортоукан
Конструкция фазы линии	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32

Конденсатор связи 220√3 кВ; 6400 нФ
 Фильтр присоединения
 ФПМ-РС-3200/50-124
 ВЧ заградитель ВЗ-1250-0,5
 220 кВ; 2000А
 Ограничитель перенапряжения
 ОПН-220 с полимерной изоляцией

КРУЭ ЯГГ-220
 Трансформатор напряжения встроенный
 220 кВ; 0,2/0,5/3Р
 Заземляющий нож рубящего типа

Разъединитель
 Заземляющий нож рубящего типа

Выключатель элегазовый
 Трансформатор тока встроенный, 50 кА
 0,25/0,5S/10Р

Заземляющий нож
 Разъединитель

Сборная шина 220 кВ, 4000 А
 Ограничитель перенапряжения ОПН-220
 Заземляющий нож

Разъединитель
 Заземляющий нож

Выключатель элегазовый
 Разъединитель

Ограничитель перенапряжения
 ОПН-220 с полимерной изоляцией
 Заземляющий нож

Силовой трансформатор 13,8/220
 ТД-125000/220-У1 Uвн = 242 кВ
 Unн = 13,8 кВ

Ограничитель перенапряжения
 ОПН-13,8 с полимерной изоляцией

Комплекс генераторный КАГ-20
 80кА Unом = 20 кВ
 Трансформатор тока встроенный 0,2S/0,2

Генераторный выключатель элегазовый ВГГ-20

Разъединитель горизонтально-поворотный
 однополюсный с 1-м заземляющим ножом 13,8 кВ
 Трансформатор тока встроенный ТВЛ-13,8 кВ

Генератор синхронный вертикальный
 СВ-780/190-32 P=77МВт, cosφ=0,85

Заземлитель 35 кВ, ЗР-35 НУЗ
 заземлители рубящего типа

Разъединитель 35 кВ,
 РДЗ - 35/1000 НУЛП1

Выключатель резервного
 трансформатора собственных
 нужд

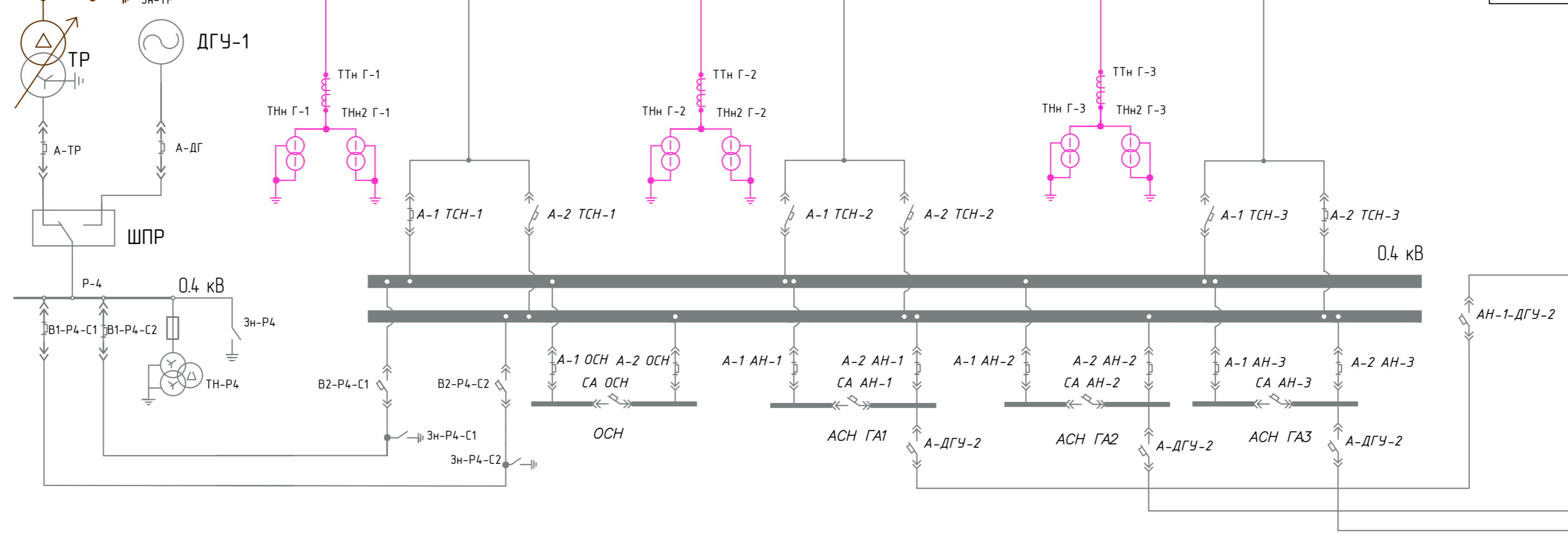
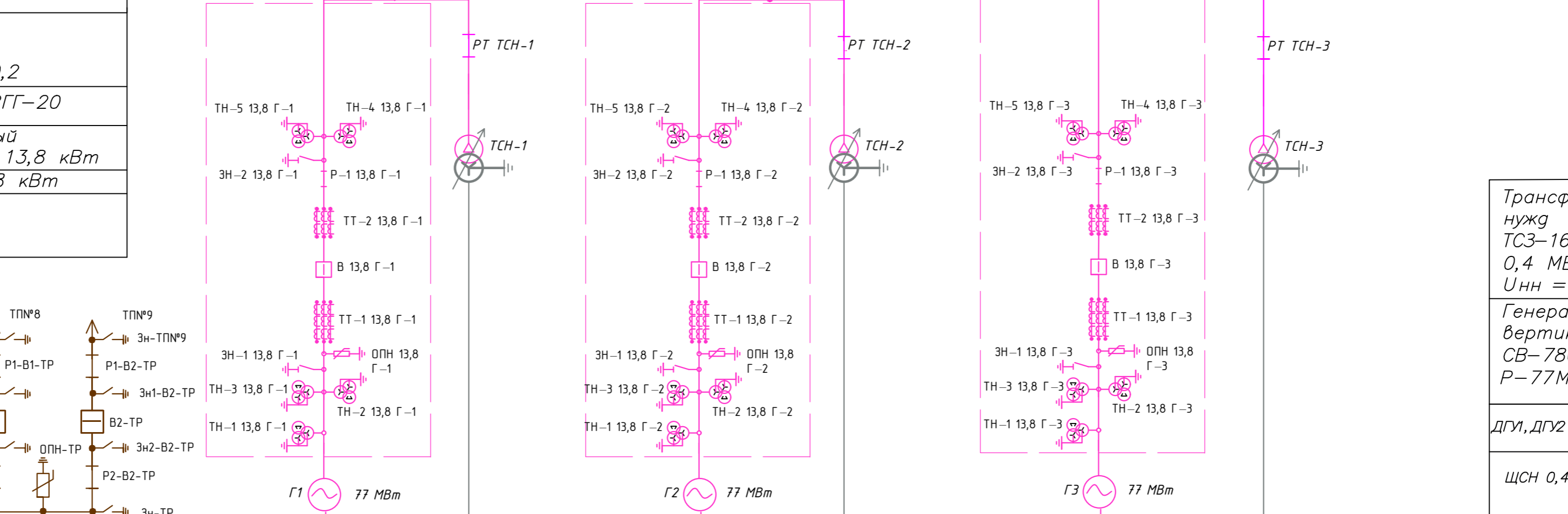
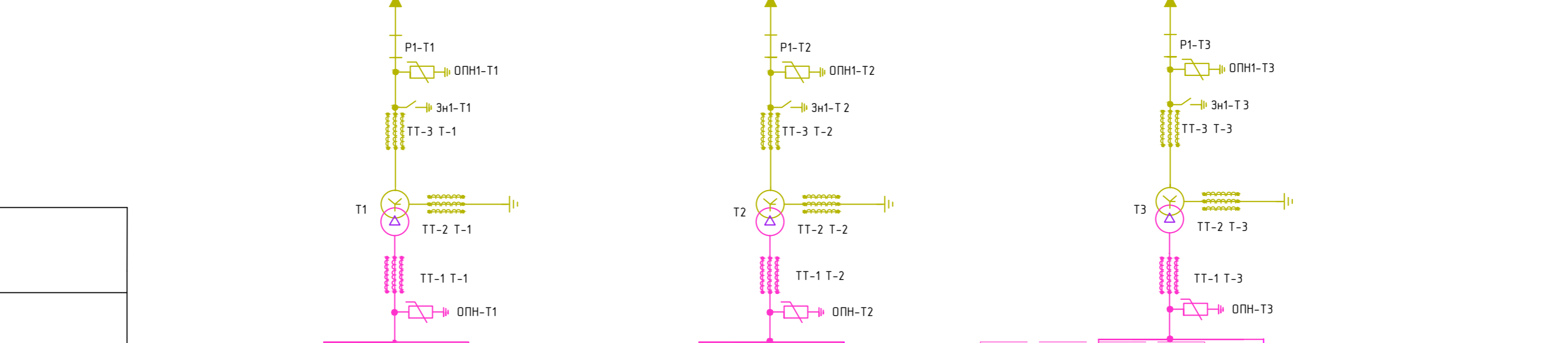
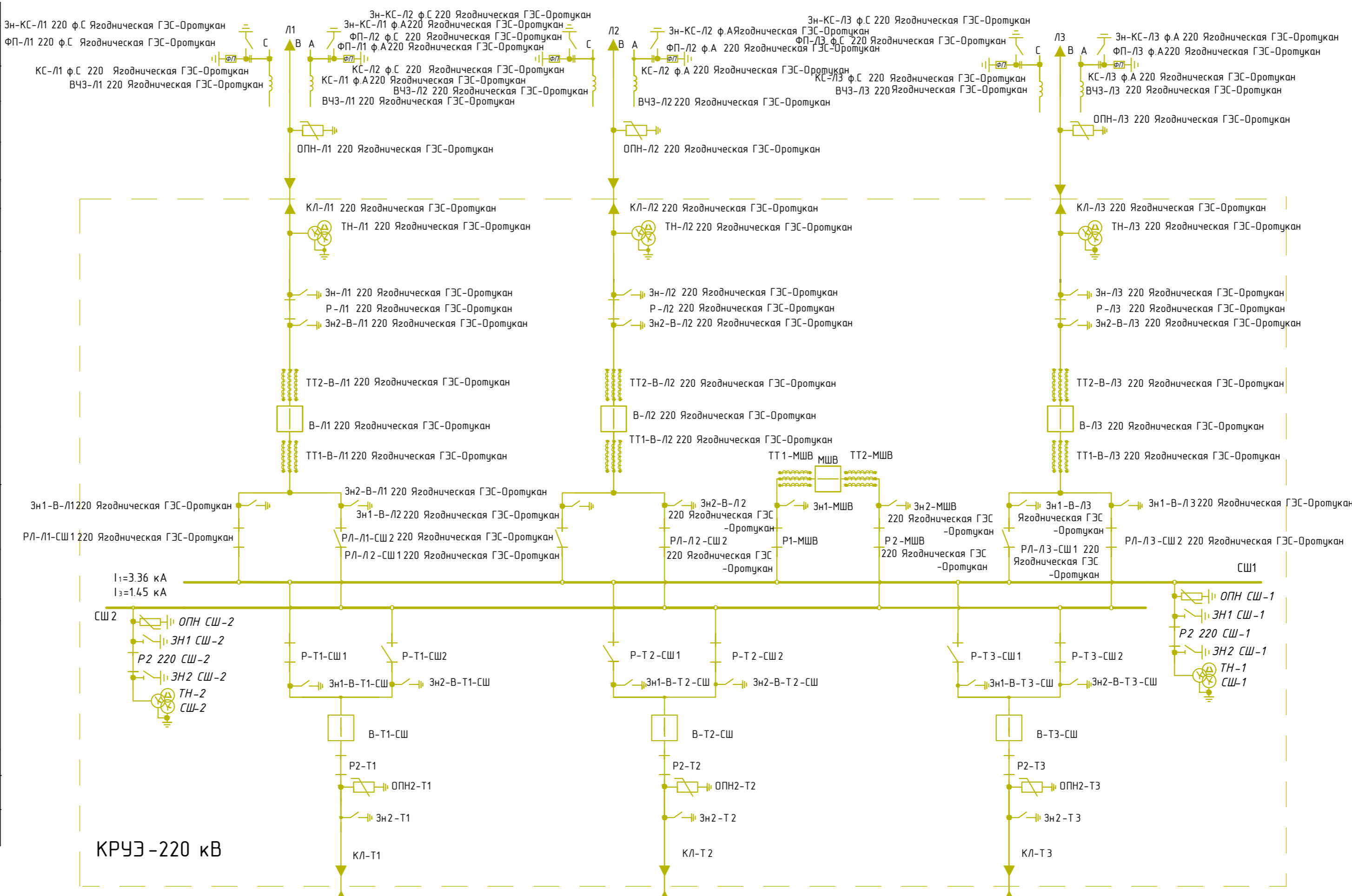
Ограничитель
 перенапряжения ОПН-35 УХЛ1

Резервный трансформатор
 собственных нужд ТМ-6300/35/0,4

Автоматический выключатель
 Щит автоматического ввода
 резерва (переключения) ЩАП

Трансформатор напряжения
 НОМ-13,8кВт

Измерительный трансформатор
 напряжения



Трансформатор собственных
 нужд
 ТСЗ-1600/15-У3
 0,4 МВА, Uвн = 13,8 кВ
 Unн = 0,4 кВ

Генератор синхронный
 вертикальный
 СВ-780/190-32
 P=77МВт, cosφ=0,85

ДГУ1, ДГУ2 1000 кВт cosφ=0,85

ЩСН 0,4 кВ

Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Диспетчерское наименование	Дизельная генераторная установка 1	Синхронный генератор Г1	Трансформатор СН-1	Общественные СН	Синхронный генератор Г2	Агрегатные СН ГА1	Трансформатор СН-2	Агрегатные СН ГА3	Синхронный генератор Г3	Трансформатор СН-3	Агрегатные СН ГА3	Дизельная генераторная установка 2
Обозначение монтажной единицы	ДГУ-1	СВ-780/190-32	ТСН-1	ОСН	СВ-780/190-32	АСН ГА1	ТСН-2	АСН ГА3	СВ-780/190-32	ТСН-3	АСН ГА3	ДГУ-2

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401659-ГП

ВКР-13.03.02-1401659-ЭС1					
Саяно-Шушенский Филиал Сибирского Федерального Университета					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Курочкина				
Провер.	Сидяев				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Ягоднической ГЭС на реке Кольма				Стадия	Листов
Главная схема электрических соединений				1	1
				Кафедра ГТЭС	

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


И.Ю. Погоняйченко
подпись инициалы, фамилия

«15» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02- Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЯГОДНИЧЕСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОЛЫМА.
ВИДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ. УЧАСТИЕ ГЭС В РЕГУЛИРОВАНИИ
ЧАСТОТЫ И МОЩНОСТИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ**

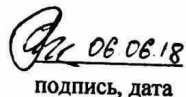
Руководитель


подпись, дата

Зам. начальника СТСУ
Филиала ПАО «Рус-
Гидро»- «Саяно-Шу-
шенская ГЭС имени
П.С. Непорожного»

А.Н. Сивцов
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Ю.В. Курочкина
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черёмушки 2018