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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В.И. Татарников
подпись инициалы, фамилия
«9» 03 2016г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Индыгашевой Алёне Трофимовне.
Группа ГЭ12-01Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.
Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Крапивинской ГЭС на реке Томь. Крапивинская ГЭС, как участник оптового рынка электроэнергии и мощности».
Утверждена приказом по университету № 20 от 9 марта 2016 г.
Руководитель ВКР В.В.Луференко, заместитель главного инженера по эксплуатации Филиала ПАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего».
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) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компоновка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Технико-экономические показатели; 9) Крапивинская ГЭС, как участник оптового рынка электроэнергии и мощности.
Перечень графического материала: выбор установленной мощности Крапивинской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Крапивинской ГЭС; главная схема Крапивинской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Крапивинской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Крапивинской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Крапивинской ГЭС; иллюстрационные материалы к спец.вопросу.

Руководитель ВКР _____ В.В. Луференко
подпись

Задание принял к исполнению _____ А.Т. Индыгашева
подпись

«9» марта 2016 г.

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

ОТЗЫВ

руководителя Луференко В.В. заместителя главного инженера по эксплуатации Филиала ПАО «Саяно-Шушенской ГЭС имени П.С. Непорожнего» о бакалаврской работе «Проектирование Крапивинской ГЭС на реке Томь. Крапивинская ГЭС, как участник оптового рынка электроэнергии и мощности» Индыгашевой Алены Трофимовны

Бакалаврская работа «Проектирование Крапивинской ГЭС на реке Томь» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Представлена на 149 листах пояснительной записки, 6 чертежах и 2 плакатах. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В работе произведен водно-энергетический расчёт, разработаны и рассчитаны гидросооружения, основное и вспомогательное гидросиловое оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС, разработаны мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности и охране природы, а так же выполнены технико-экономические расчеты.

Следует отметить, что все принятые в проекте решения соответствуют действующим нормам и правилам, а так же стандартам «РусГидро».

В рамках спецвопроса была изучена работа ГЭС в оптовом рынке электроэнергии и мощности.

Так же следует отметить полноту, аккуратность, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части.

В процессе работы над дипломным проектом А.Т.Индыгашева показала хорошие теоретические знания, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Крапивинской ГЭС на реке Томь. Крапивинская ГЭС, как участник оптового рынка электроэнергии и мощности» заслуживает положительной оценки, а автор работы присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата: 21.03.2016

(подпись)

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ В. И. Татарников
подпись инициалы, фамилия
«21» 06 2016г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КРАПИВИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ. КРАПИВИНСКАЯ ГЭС, КАК УЧАСТНИК ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Руководитель _____ 21.06.2016 Заместитель главного инженера по эксплуатации Филиала ОАО «РусГидро» — «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожнего» — В.В.Луференко
подпись, дата должность инициалы, фамилия

Выпускник _____ 21.06.2016 А.Т.Индыгашева
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Крапивинской ГЭС на реке Томь. Крапивинская ГЭС, как участник оптового рынка электроэнергии и мощности».

Консультанты по разделам:

Водноэнергетические расчёты	09.06.16 подпись, дата	Е.Ю. Забелина инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	13.06.16 подпись, дата	А.В. Масленникова инициалы, фамилия
Электрическая часть	подпись, дата	В.В. Мороженко инициалы, фамилия
Устройства РЗиА	11.06.16 подпись, дата	Д.В. Широков инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	16.06.16 подпись, дата	Л.А. Лабенец инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	21.06.16 подпись, дата	О.Ю. Пак инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	08.06.16 подпись, дата	В.В. Лапасова инициалы, фамилия
Нормоконтролёр	21.06.16 подпись, дата	А.А. Табакова инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Крапивинской ГЭС 7
Введение 9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС 10
1.1 Природные условия 10
1.1.1 Климат 10
1.1.2 Гидрологические данные 10
1.1.3 Инженерно-геологические условия 13
1.1.4 Сейсмические условия 13
1.2 Аналоги проектируемого гидроузла 13
2 Водноэнергетические расчеты 14
2.1 Регулирование стока воды 14
2.1.1 Исходные данные 14
2.1.2 Определение максимальных расчетных расходов 14
2.1.3 Кривые обеспеченности расходов 16
2.1.4 Выбор расчетного маловодного и средневодного года 17
2.1.5 Определение типа регулирования 18
2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчетов 19
2.2.1 Перераспределение стока маловодного года 19
2.2.2 Водноэнергетические расчеты по условию маловодного года 20
2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС 23
2.2.4 Водноэнергетические расчеты по условию средневодного года 23
2.3 Баланс мощности и энергии 23
2.3.1 Баланс энергии 23
2.3.2 Баланс мощности 24
3 Основное и вспомогательное оборудование 26
3.1 Выбор числа и типа агрегатов 26
3.1.1 Построение режимного поля 26
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам 28
3.2 Гидротурбины и их проточная часть 32
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса турбины 32
3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части 34
3.2.3 Выбор вспомогательного оборудования 36
3.3 Выбор серийного гидроагрегата 36
4 Электрическая часть 39
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд 39
4.2 Главные повышающие трансформаторы 39
4.3 Распределительное устройство 40
4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий 40

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства..... 41
4.4 Электротехническое оборудование..... 42
4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд..... 42
4.4.2 Расчет токов короткого замыкания..... 42
4.4.3 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима..... 45
4.4.4 Выбор электротехнического оборудования 110 кВ..... 46
4.4.5 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ..... 48
5 Релейная защита и автоматика..... 50
5.1 Перечень защит основного оборудования 50
5.2 Описание защит и расчет их уставок..... 51
5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора..... 51
5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора 53
5.2.3 Защита от повышения напряжения 56
5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий 56
5.2.5 Защита от симметричных перегрузок..... 60
5.2.6 Дистанционная защита генератора..... 62
5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора..... 64
5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор..... 66
6 Компоновка и сооружения гидроузла..... 67
6.1. Определение отметки гребня глухой плотины..... 67
6.2. Гидравлические расчёт плотины и НБ..... 69
6.2.1. Определение ширины водосливного фронта..... 69
6.2.2. Определение отметки гребня водослива..... 70
6.2.3. Проверка на пропуск поверочного расхода..... 72
6.2.4. Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе..... 73
6.2.5. Расчёт параметров водобоя и принятых гасителей..... 74
6.3. Конструирование плотины..... 77
6.3.1. Определение ширины подошвы плотины..... 77
6.3.2. Разрезка бетонной плотины швами..... 80
6.3.3. Быки..... 80
6.3.4. Галереи в теле плотины..... 80
6.3.5 Элементы подземного контура плотины..... 81
6.3.5.1. Понур..... 81
6.3.5.2 Шпунт..... 81
6.3.5.3. Дренажные устройства в основании..... 81
6.3.5.4 Зубья..... 81
6.4. Конструктивные элементы нижнего бьефа..... 82
6.4.1. Водобой..... 82
6.4.2. Рисберма..... 82
6.4.3. Ковш..... 82
6.5. Определение основных нагрузок на плотину..... 83

6.5.1. Фильтрационные расчеты..... 83
6.5.2. Вес сооружения и затворов..... 84
6.5.3. Сила гидростатического давления воды..... 85
6.5.4. Равнодействующая взвешивающего давления..... 86
6.5.5. Сила фильтрационного давления..... 86
6.5.6. Давление грунта..... 86
6.5.7. Волновое давление..... 87
6.6. Расчет прочности плотины..... 87
6.6.1. Определение напряжений..... 87
6.6.2. Критерии прочности плотины..... 90
6.7. Расчет устойчивости плотины..... 91
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды..... 92
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений..... 92
7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Крапивинской ГЭС..... 92
7.2.1 Общие положения..... 92
7.2.2 Охрана труда Крапивинской ГЭС..... 94
7.3 Пожарная безопасность..... 97
7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности..... 97
7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС..... 99
7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках... 99
7.4 Охрана природы..... 100
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов..... 102
7.4.2 Водоохранная зона..... 103
7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции..... 104
7.4.4 Экологические последствия строительства гидроузла..... 105
8 Технико-экономические показатели..... 106
8.1 Объем продаж..... 106
8.2. Текущие расходы по гидроузлу..... 106
8.3 Налоговые расходы..... 108
8.4 Оценка суммы прибыли..... 109
8.5. Оценка инвестиционного проекта..... 110
8.6 Бюджетная эффективность..... 111
8.7 Коммерческой эффективности 111
8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов..... 112
9 Спец.вопрос “Крапивинская ГЭС, как участник Оптового рынка электроэнергии и мощности”..... 115
9.1 Краткая экономическая характеристика региона..... 115
9.2 Анализ динамики и режимов электропотребления Кузбасской энергосистемы на период 2013-2022 г..... 116
9.3 Состав ОРЭМ..... 119
9.3.1 Рынок электроэнергии..... 119
9.3.2 Рынок мощности..... 120

9.4 Балансирование на ОРЭМ..... 120
9.5 Тарифы на ЭЭ..... 122
9.6 Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка..... 122
9.6.1 Регистрация типа участия в ОПРЧ..... 123
9.6.2 Требования к генерирующему оборудованию Крапивинской ГЭС в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности..... 124
9.6.3 Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности..... 124
9.6.4 Требования к участию Крапивинской ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности..... 125
9.6.5 Требования к участию Крапивинской ГЭС в оперативном вторичном регулировании..... 125
9.6.6 Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного ГО.. 125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 127
Список использованных источников..... 129
Приложения А-Е..... 133-149

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КРАПИВИНСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Томь (правый приток Оби)
2. Местонахождение ГЭС.....Кемеровская область
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС
4. Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний.....997 $м^3/с$
б) всех турбин.....1150 $м^3/с$
в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% .....1797 $м^3/с$
0,01%.....2017 $м^3/с$

5. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока.....годовой
б)отметка: НПУ.....114,0 м
ФПУ .....115,0 м
УМО.....108,2 м
в)объемы
полный.....9,4 $м^3$
полезный.....5,2 $м^3$

6. Напоры ГЭС:

а) максимальный.....23,0 м
б) расчетный.....16,8 м
в) минимальный.....15,0 м

7. Энергетические характеристики:

а)мощность
установленная.....167 МВт
гарантированная.....165 МВт
б) среднемноголетняя выработка энергии.....1,231 млн. кВт·ч

8. Плотина(общая длина/максимальная высота):

а)правобережная глухая бетонная плотина.....115,40м/26,10м
б)станционная часть.....150м/26,10м
в)левобережная глухая бетонная плотина.....112,9м/26,10м

9. Водосбросные сооружения:

а) тип.....поверхностных водослив
б) число и размер пролетов.....6х10м
в)общая длина.....78м
г) максимальная высота.....30,4м

10. Здание ГЭС

а)тип здания.....русловое
б) число агрегатов.....4
в) грунты в основании.....крупный песок
г) тип спиральной камеры.....бетонная трапецеидальная
д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая

11. Основное оборудования:

а) тип турбин.....ПЛ30а-В-630

б) тип генератора.....СВ-1030/120-68
в) номинальная активная мощность генератора.....41,6 МВт
г) частота вращения.....88,2 об/мин
д) тип трансформаторов.....ТДЦ-100000/110-У1

12. Технико-экономические показатели

а) срок окупаемости.....7,3 лет
б)себестоимость.....0,16 руб/ кВт·ч
в) удельные капиталовложения.....34162,4 руб/ кВт·ч

ВВЕДЕНИЕ

Использование гидроэнергетических ресурсов имеет ряд преимуществ перед использованием других энергоресурсов:

1. Гидроэнергия – возобновляемый источник. Использование гидроэнергии позволяет сократить потребление углеводородного топлива для нужд электроэнергетики.

2. Себестоимость 1 кВтч электроэнергии вырабатываемой на ГЭС намного меньше, чем на тепловой станции, отсюда быстрая окупаемость капитальных вложений затраченных на строительство ГЭС.

3. На выработку электроэнергии на ГЭС требуется значительно меньше рабочей силы, из-за простоты технологического процесса.

4. ГЭС обладает высокой маневренностью и гибкостью в работе. ГА может быть запущен на холостой ход и включен в работу в течении короткого времени.

5. По сравнению с турбоагрегатами, гидроагрегаты имеют более высокий КПД.

6. На ГЭС значительно меньше аварийность и износ оборудования, следовательно они более надежны в эксплуатации.

7. Возможность получения электроэнергии в больших количествах и низкой стоимости, стимулирует развитие электроемких производств.

8. Одновременно со строительством ГЭС разрешаются вопросы комплексного использования рек для судоходства, орошения, водоснабжения.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Томь - река в Западной Сибири, правый приток Оби. Томь берет начало на западных склонах Абаканского хребта, а республике Хакасия. Течет преимущественно по территории Кемеровской области. Впадает в Обь на территории Томской области. Длина реки - 827 км, площадь бассейна 62030 км².

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла умеренно-холодный. В течение года выпадает значительное количество осадков. Даже во время самого засушливого месяца выпадает много осадков. Среднегодовая температура в городе Юрга - 1.0 °C. 530 мм - среднегодовая норма осадков.

Самый засушливый месяц - февраль с осадками 21 мм. Большая часть осадков выпадает в июль, в среднем 70 мм.

Самый теплый месяц года - июль со средней температурой 19.3 °C. Средняя температура в январь - -16.8 °C. Это самая низкая средняя температура в течение года. Климатический график представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Климатический график

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Количество осадков, мм	30	21	22	31	47	63	70	70	45	52	45	34
Температура воздуха, ℃	-16,8	-15,7	-7,6	1,9	10,2	16,6	19,3	16,1	10,4	1,5	-8,4	-15,0
Минимальная температура, ℃	-21,0	-20,7	-13,1	-3,2	4,0	10,4	13,5	10,6	5,1	-2,1	-12,1	-19,1
Максимальная температура,	-12,6	-10,7	-2,1	7,1	16,5	22,8	25,2	21,7	15,7	5,2	-4,6	-10,8

Разница между количеством осадков между самым сухим и самым влажным месяцем - 49 мм. Средняя температура меняется в течение года на 36.1 °C.

Преобладают ветры юго-западного и западного направлений. Максимальная скорость ветра 24 м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Длина - 827 км, площадь бассейна 62030 км². Река имеет смешенное питание 25-40% приходиться на осадки, 35-55% на талый снег и 25-35% на грунтовое питание.

Колебание уровня воды в период половодья могут достигнуть 8-ми метров.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Томь за период 1932-1983 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднемноголетний сток:

$$\bar{W}_{\text{многолетний}} = \bar{Q}_{\text{многолетний}} \cdot t = 997 \cdot 31536000 = 31{,}44 \text{ км}^3, \quad (1.1)$$

где $\bar{Q}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний расход из приложения А, таблица А.1;

t – число секунд в году.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2 и 1.3, на рисунке 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

$z_{\text{ВБ}}$, м	W, км^3
90,3	0
101,1	1,64
108,5	4,4
109	4,8
110	5,59
111	6,46
112	7,34
113	8,32
113,5	8,8
114	9,4
115	10,66
116	11,7

Таблица 1.3 - Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа

зимняя		летняя	
$z_{\text{НБ}}$, м	Q, м$^3/с$	$z_{\text{НБ}}$, м	Q, м$^3/с$
0	90,3	0	90,3
600	91,44	360	91,44
800	91,89	480	91,89
900	92,1	540	92,1
1000	92,3	600	92,3
1340	92,8	804	92,8
1750	93,3	1050	93,3
2200	93,8	1320	93,8
2730	94,3	1638	94,3
3300	94,8	1980	94,8
3950	95,3	2370	95,3
4640	95,8	2784	95,8
5380	96,3	3228	96,3
6190	96,8	3714	96,8
7050	97,3	4230	97,3
8100	97,8	4860	97,8

Окончание таблицы 1.3

зимняя		летняя	
$z_{НБ}$, м	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}$, м	$Q, м^3/с$
9500	98,3	5700	98,3
12000	99	7200	99
13000	99,2	7800	99,2
15000	99,6	0	90,3

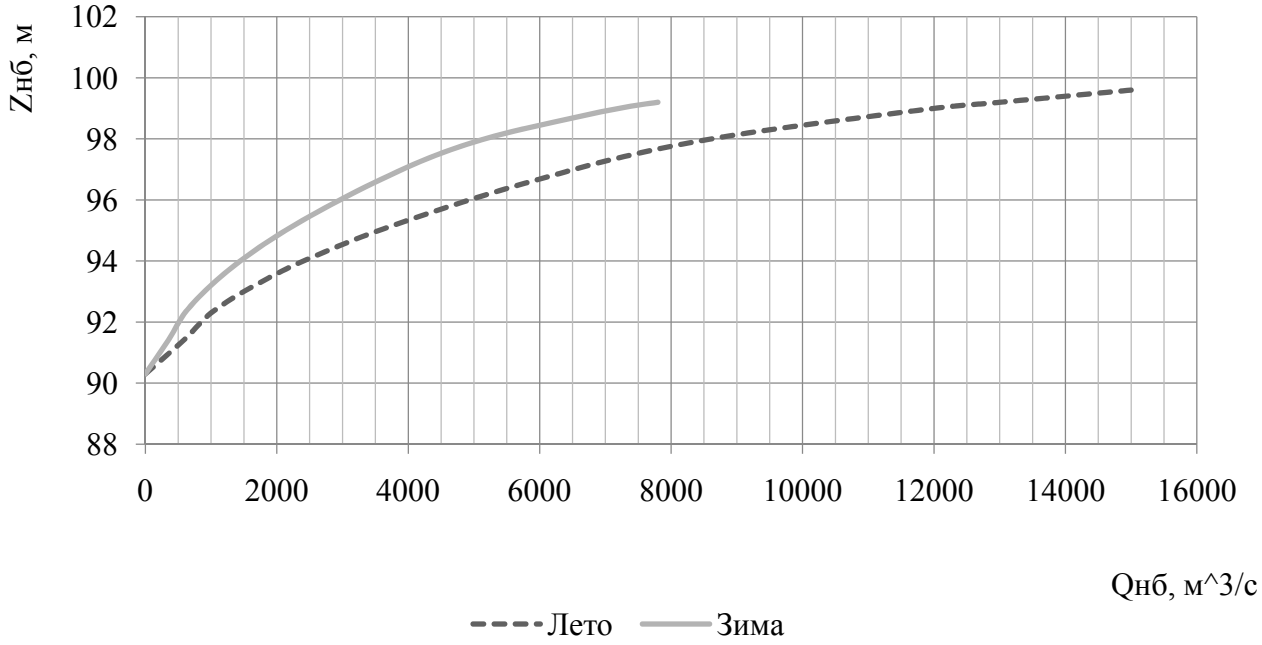


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

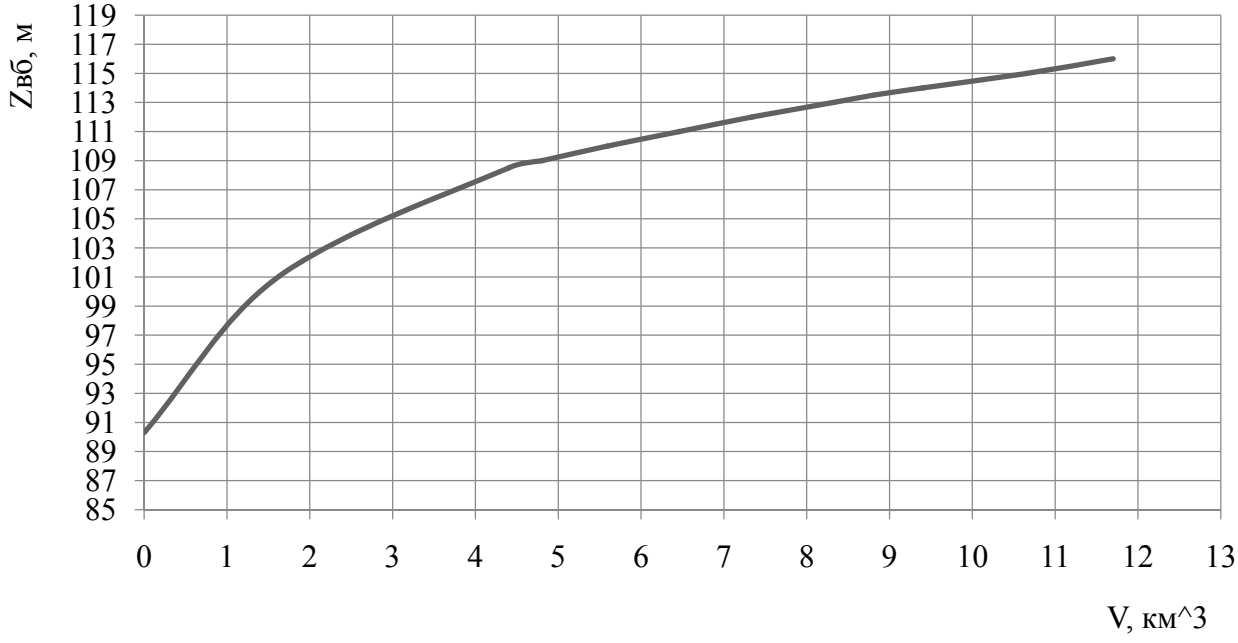


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Крапивинской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Томь – не скальные породы: песок крупный.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Крапивинской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 8 баллам шкалы MSK-64.

1.2 Аналоги проектируемого гидроузла

В ходе проектирования были выбраны в качестве аналогов следующие станции:

– Нижне-Бурейская ГЭС – в турбинно-генераторной части.

2 Водноэнергетические расчёты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

– объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа и кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа (таблица 1.2, 1.3 рисунок 1.1 и 1.2);

– энергосистема – Кузбасское РДУ;

– коэффициент мощности:

$k_N = 8{,}6;$

– потери напора в водоподводящих сооружениях:

$\Delta h = 0{,}4;$

– НПУ Крапивинской ГЭС:

$\text{НПУ} = 114 \text{ м};$

– ряд гидрологических наблюдений за рекой Томь за период 1932-1983 гг. (приложение А, таблица А.1);

– требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды с водохранилища

Расходы в кубических метрах в секунду

Q	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	200	200	200	300	300	300	300	300	300	200	200	200
Потребление из водохранилища	50	50	50	75	75	100	100	100	75	75	50	50
Фильтрация	40	40	40	60	60	60	60	60	60	60	40	40
Испарение	-	-	-	20	20	30	30	20	10	-	-	-
Льдообразование	-15	-3	-	+5	+29	-	-	-	-	-	-6	-10

– суточные и годовые графики нагрузок (плакат «Использование водной энергии»).

2.1.2 Определение максимальных расчётных расходов

Максимальные расходы (приложение А, таблица А.1) располагаем в порядке убывания. Для заполнения таблицы Б.1 приложения Б определяем следующий коэффициент:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \tag{2.1}$$

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

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

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\Sigma(k-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{2{,}1}{51}} = 0{,}20, \tag{2.2}$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации ряда максимальных расходов:

$$\delta_{C_v} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot C_v^2}{2 \cdot (n-1)}} = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 + 3 \cdot 0{,}20^2}{2 \cdot (51-1)}} = 10{,}6\%, \tag{2.3}$$

где n – число членов ряда максимальных расходов.

Коэффициент асимметрии ряда максимальных расходов:

$$C_s = \frac{\Sigma(k-1)^3}{C_v^3 \cdot n} = \frac{0{,}25}{0{,}20^3 \cdot 51} = 0{,}59. \tag{2.4}$$

Среднеквадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии ряда максимальных расходов:

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

$$= 100 \cdot \frac{\sqrt{\frac{6 \cdot (1 + 6 \cdot 0{,}20^2 + 5 \cdot 0{,}20^4)}{51}}}{0{,}59} = 64{,}9\%. \tag{2.5}$$

По [2] назначаем класс гидротехнического сооружения. Бетонная плотина Крапивинской ГЭС – сооружение I-ого класса (по числу постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений). Исходя из намеченного класса сооружения, определяем обеспеченности поверочного и основного максимальных расходов по [2].

Заполняем таблицу 2.2, используя формулы:

$$M_s = C_v \cdot \Ф, \tag{2.6}$$

$$k_s = M_s + 1, \tag{2.7}$$

$$Q_s = Q_{\text{ср}} \cdot k_s. \tag{2.8}$$

Результаты расчётов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчётов максимальных расходов

$p, \%$	$Ф$	M_s	k_s	Q_s, $м^3/с$	
0,01	5,05	1,02	2,02	2017	поверочный
0,1	3,96	0,80	1,80	1797	основной

2.1.3 Кривые обеспеченности расходов

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный и маловодный. В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу.

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, маловодный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\ (\%), \tag{2.9}$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.2.

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

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

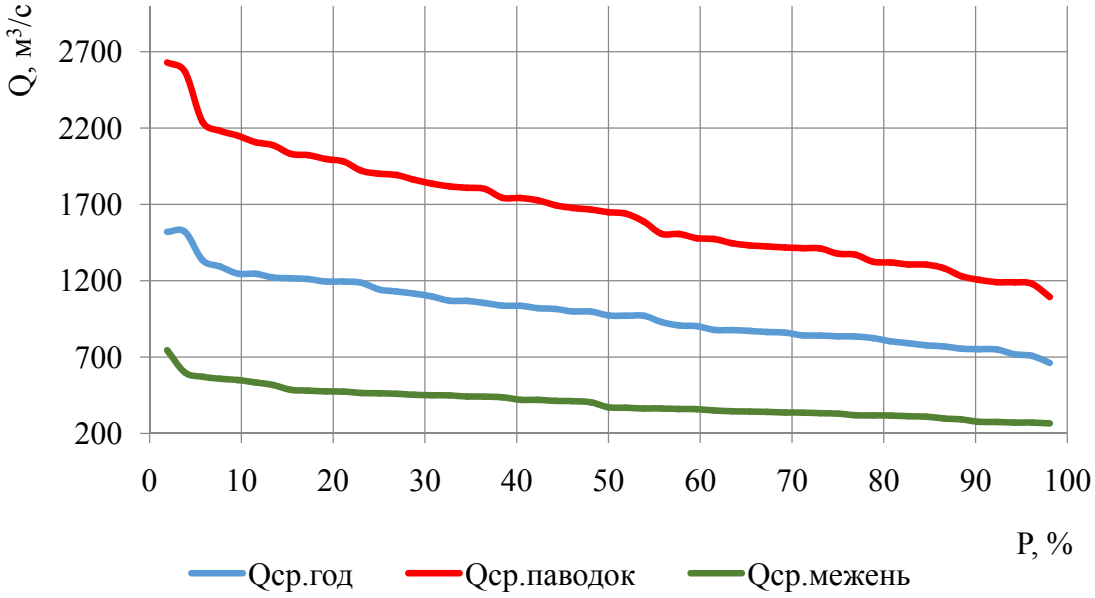


Рисунок 2.1 - Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень

2.1.4 Выбор расчётного маловодного и средневодного года

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного маловодного года:

$$К_М = \frac{Q_М^{1953-1954}}{Q_М^{1981-1982}} = \frac{277}{330} = 0{,}84, \quad (2.10)$$

$$К_П = \frac{Q_П^{1982-1983}}{Q_П^{1981-1982}} = \frac{1206}{1231} = 0{,}98, \quad (2.11)$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1981-1982 г.г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для расчётного средневодного года:

$$К_М = \frac{Q_М^{1932-1933}}{Q_М^{1956-1957}} = \frac{372}{475} = 0{,}78, \quad (2.12)$$

$$К_П = \frac{Q_П^{1972-1973}}{Q_П^{1956-1957}} = \frac{1649}{1588} = 1{,}04, \quad (2.13)$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1956-1957 г.

Так как на кривых при заданной обеспеченности оказались разные годы, значит необходимо выполнить приведение расчётного года к заданной обеспе-

ченности. Результаты приведения и корректировки представлены в таблице 2.3. Расчётные гидрографы представлены на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

Расходы в кубических метрах в секунду

	Расход маловодного года (90%)			Расход средневодного года (50%)		
Месяц	Исходный	Приведённый	Корректированный	Исходный	Приведённый	Корректированный
1	178	149	261	222	174	373
2	180	151	250	175	137	332
3	171	143	215	174	136	259
4	1407	1379	1379	1454	1510	1410
5	1848	1811	1411	1820	1890	1690
6	1460	1431	1331	2106	2188	1870
7	1245	1220	1020	1902	1976	1770
8	752	737	837	1068	1109	1102
9	671	562	710	1176	1222	1222
10	574	481	451	750	586	686
11	313	262	362	580	453	553
12	223	187	289	250	195	412

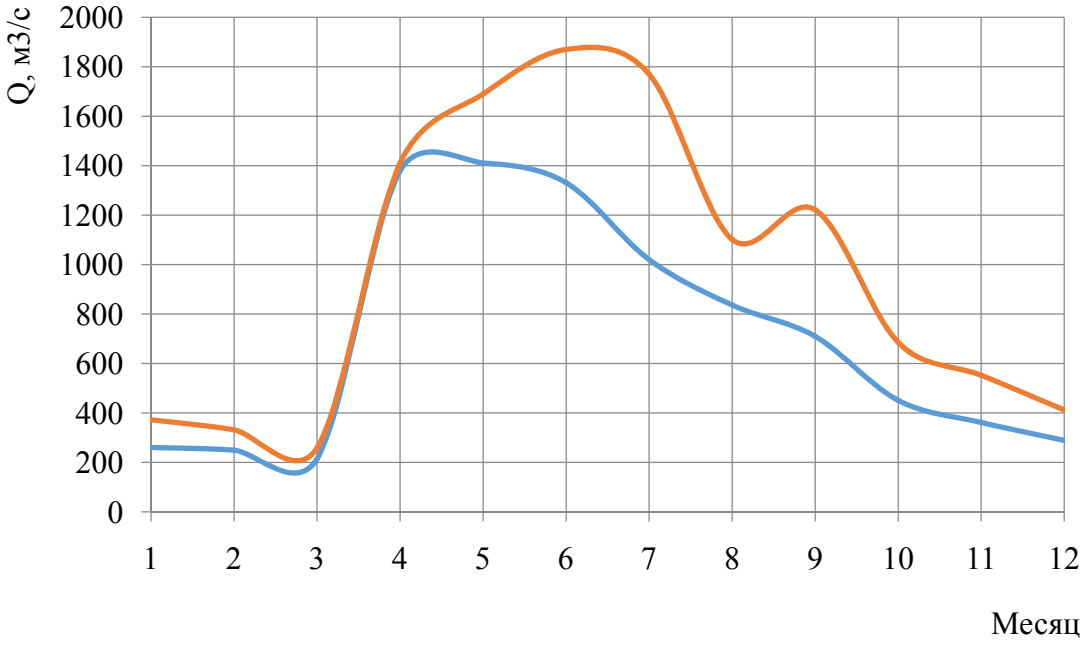


Рисунок 2.2 – Расчётные гидрографы маловодного и средневодного года

2.1.5 Определение типа регулирования

Для вычисления полезного объёма водохранилища необходимо задаться приблизительной отметкой УМО водохранилища. Для этого принимается, что УМО соответствует снижению уровня ВБ на 1/3. Если отметка НПУ 114 м, а отметка сухого дна 90,3 м, тогда:

$$\nabla\text{УМО} = 114 - (114 - 90{,}3)/3 = 106{,}1 \text{ м}.$$

Объёмы, соответствующие отметкам НПУ и УМО, находятся по кривой связи объёмов и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.2).

$$V_{\nabla\text{НПУ}} = 9{,}40 \text{ км}^3,$$

$$V_{\nabla\text{УМО}} = 3{,}24 \text{ км}^3.$$

Полезный объём водохранилища:

$$V_{\text{полезный}} = V_{\nabla\text{НПУ}} - V_{\nabla\text{УМО}} = 9{,}4 - 3{,}2 = 6{,}16 \text{ км}^3. \quad (2.14)$$

Для расчёта необходимо знать тип регулирования водохранилища, для этого рассчитывается коэффициент зарегулированности стока по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезный}}}{W} = \frac{6{,}16}{31{,}44} = 0{,}20, \quad (2.15)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища, формула (2.14);

$\overline{W}_{\text{многолетний}}$ – среднемноголетний сток в заданном створе, по формуле (1.1).

Принимаем годовой тип регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водноэнергетических расчётов

2.2.1 Перераспределение стока маловодного года

Имея расчётный гидрограф маловодного года, требования водохозяйственного комплекса и потери воды из водохранилища, требуется определить среднемесячные мощности Крапивинской ГЭС.

Полезный бытовой расход определяем, как разность среднемесячного расхода маловодного года и потерь воды из водохранилища:

$$Q^t_{\text{п.б}} = Q^t_{90\%} - Q^t_{\text{п}} - Q^t_{\text{и}} - Q^t_{\text{ф}} - Q^t_{\text{л}}, \quad (2.16)$$

где t – порядковый номер месяца;

$Q^t_{90\%}$ - среднемесячный расход маловодного года (таблица 2.3);

$Q^t_{\text{п}}, Q^t_{\text{и}}, Q^t_{\text{ф}}, Q^t_{\text{л}}$ – потери воды из водохранилища: потребление, испарение, фильтрация, льдообразование (таблица 2.1).

Напор на турбину определяется с учётом потерь, как разность отметки верхнего бьефа, которую принимаем равной НПУ гидроузла и отметки нижнего бьефа, определяемая по кривой связи.

Мощность, вырабатываемая станцией:

$$N^t = k_N \cdot Q^t \cdot H^t, \quad (2.17)$$

где k_N – коэффициент мощности;

Q^t – расчётный расход (полезный бытовой расход по формуле (2.16) или расход ВХК);

H^t – напор, соответствующий расчётному расходу.

Результаты расчётов приведены в приложении Б, таблица Б.3.

Перераспределение стока и определение среднемесячных мощностей работы станции отражено в приложении Б, рисунок Б.1.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья в котором полезный бытовой расход становится меньше требований водохозяйственного комплекса (декабрь). Под регулирование попали 2 месяца. Все остальные месяцы работаем с мощностью равной мощности ВХК.

Намеченные среднемесячные мощности работы станции представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Намеченные среднемесячные мощности работы станции в условиях маловодного года

Мощности в мегаваттах

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
P_t	165,0	30,8	30,3	94,1	104,9	113,8	118,7	120,0	102,1	58,7	49,7	165,0

В результате водноэнергетического расчёта мощности месяцев, попавших под регулирование, получатся меньше. Это объясняется тем, что в данном расчёте делается допущение о постоянстве и равенству уровня верхнего бьефа нормальному подпорному уровню.

2.2.2 Водноэнергетические расчёты по условию маловодного года

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

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $\nabla НПУ = 114$ м и $V_н = 9{,}40$ км^3.

Расход через турбины ГЭС определяем по формуле:

$$Q_{\text{ГЭС}}^{t} = Q_{\text{п.б}}^{t} - Q_{\text{вдх}}^{t}, \quad (2.18)$$

где $Q_{\text{п.б}}^{t}$ – по формуле (2.16);

$Q_{\text{вдх}}^{t}$ – расход воды из водохранилища.

Величиной $Q_{\text{вдх}}^{t}$ варьируем для достижения нужной мощности. Причём если вода берётся из водохранилища – $Q_{\text{вдх}}^{t}$ имеет знак «минус».

Расход воды в НБ определяется суммой расхода воды через ГЭС и потерь воды из водохранилища на фильтрацию:

$$Q_{\text{НБ}}^{t} = Q_{\text{ГЭС}}^{t} + Q_{\text{ф}}^{t}. \quad (2.19)$$

Расход в нижний бьеф не может быть меньше расхода, заданного ВХК.

Для определения изменения объёма водохранилища воспользуемся формулой:

$$\Delta V^{t} = Q_{\text{вдх}}^{t} \cdot t, \quad (2.20)$$

где t – число секунд в месяце равное 2628000 с.

Отметка уровня воды в ВБ на конец месяца определяется исходя из известного объёма воды в водохранилище по кривой связи (рисунок 1.2).

Принимаем следующее допущение – расход в течении месяца постоянен и при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, следовательно, отметка НБ в течении месяца постоянна и так же изменяется мгновенно при переходе от месяца к месяцу. Отметка уровня воды в НБ определяется по кривым связи в НБ (рисунок 1.1), исходя из известного расхода в НБ.

Напор на турбине рассчитываем по формуле:

$$H^{t} = z_{\text{ВБ.ср}}^{t} - z_{\text{НБ}}^{t} - \Delta h, \quad (2.21)$$

где $z_{\text{ВБ.ср}}^{t}$ – среднее значение отметки ВБ;

$z_{\text{НБ}}^{t}$ – отметка НБ, соответствующая расходу в нижний бьеф;

Δh - потери напора (из исходных данных).

Мощность станции определяем по формуле:

$$N^{t} = k_{N} \cdot Q^{t} \cdot H^{t}, \quad (2.22)$$

где Q^{t} – принимаем равным расходу воды через турбины ГЭС, найденному по формуле (2.18);

H^{t} – напор на турбине, найденный по формуле (2.21).

Результаты сработки-наполнения водохранилища по условию маловодного года приведены в приложении Б, таблица Б.4.

Результатом сработки наполнения являются:
– гарантированная мощность

$N_{\text{гар}} = 165$ МВт;

– уровень мёртвого объёма

$\nabla\text{УМО} = 108{,}2$ м;

– полезный объём водохранилища

$V_{\text{полезный}} = 5{,}20$ км^3;

– уровень верхнего бьефа при расчётном напоре

$\nabla\text{ВБ}_{\text{р}} = 108{,}4$ м;

– коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср.мл}}} = \frac{5{,}20}{31{,}44} = 0{,}17; \qquad (2.23)$$

– график сработки-наполнения водохранилища (рисунок 2.3).

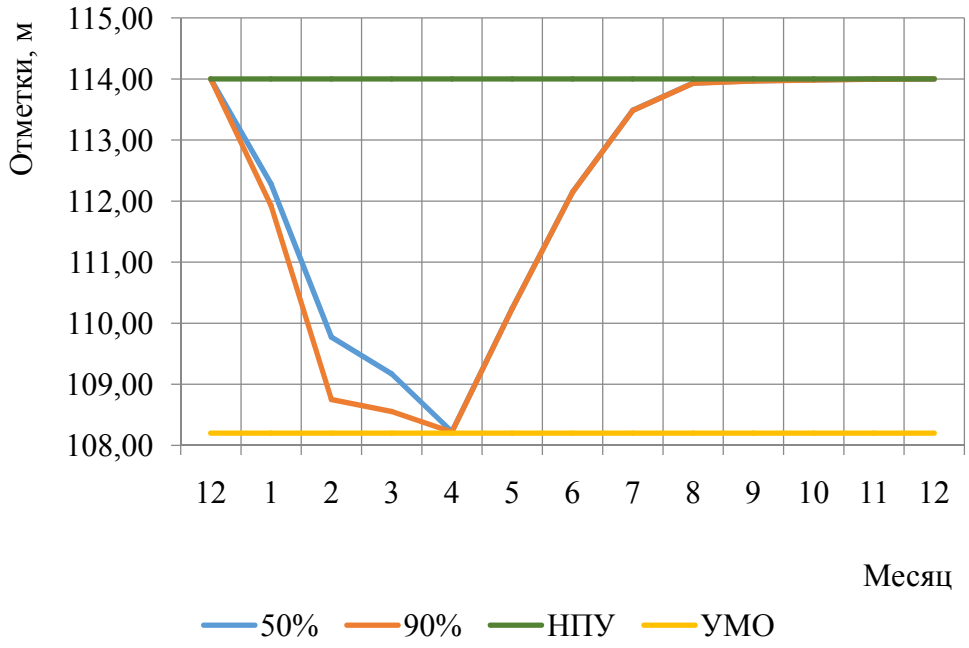


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища

2.2.3 Определение установленной мощности ГЭС

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1,5% P_t^{max}, аварийный резерв составляет 8% от P_t^{max}. Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{вып.раб.}^{ГЭС} + N_{рез}^{ГЭС}. \quad (2.24)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 165 + 165 \cdot 0{,}015 = 167{,}48 \text{ МВт}.$$

2.2.4 Водноэнергетические расчёты по условию средневодного года

Производится по тем формулам, что и ВЭР по условию маловодного года. Приток в водохранилище соответствует гидрографу расчётного средневодного года (таблица 2.3)

Сработка-наполнение водохранилища производится по следующим сценариям:

– способ 1: по уровням в маловодном году (приложение Б, таблица Б.5);

– способ 2: по мощностям в маловодном году (приложение Б, таблица Б.6).

Из всех способов выбираем варианты с наибольшей выработкой (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Выработки электроэнергии по способам сработки-наполнения в средневодном году

Выработка в млрд. кВт·ч

Способ 1	Способ 2
1,222	1,231

Среднемноголетняя выработка – 1,231 млрд. кВт·ч.

2.3 Баланс мощности и энергии

2.3.1 Баланс энергии

Зная среднемесячные мощности Крапивинской ГЭС (приложение Б, таблица Б.4), мощности генерации и потребления энергосистемы (приложение А, таблица А.3), строим баланс энергий ОЭС Сибирь (плакат «Использование водной энергии»).

2.3.2 Баланс мощности

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

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{6} \cdot 1мес = \frac{11872}{6} = 1979 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.25)$$

где $N_{уст}^{сущ.ГЭС}$ – установленная мощность существующих ГЭС.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{пр.ГЭС}}{6} \cdot 1мес = \frac{167,5}{6} = 27,92 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}, \quad (2.26)$$

где $N_{уст}^{пр.ГЭС}$ – установленная мощность Крапивинской ГЭС.

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

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

$$\text{F}_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{\text{N}_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2}\text{мес} + \frac{\text{N}_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1\text{мес}\right) \cdot \frac{1}{2} =$$

$$= \left(\frac{19\,890}{4} + \frac{19890}{2}\right) \cdot \frac{1}{2} = 7458,75\text{МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

Данные для построения баланса мощности энергосистемы представлены на таблице 2.6. Баланс мощности ЭС(плакат «Использование водной энергии»).

Таблица 2.6 - Расчёты для построения баланса мощности

Мощность в мегаваттах

	ЭС			сущ ГЭС			проект ГЭС			ТЭС		
Месяц	Ptmax	Nн	Nав	Nраб	Nн	Np	Nраб	Nн	Np	Nраб	Nав	Np
1	27745	416	1942	11913,3	179		165	2,5		15831,7	1266,54	
2	26860	403	1880	11632,4	174		31	0,5		15227,6	1218,21	
3	25325	380	1773	11145,6	167	989,5	30	0,5		14179,4	1134,35	
4	23552	353	1649	10583,8	159		94	1,4		12968,2	1037,46	
5	22016	330	1541	10096,1	151		105	1,6		11919,9	953,592	1490
6	21128	317	1479	9815,2	147		114	1,7		11312,8	905,024	2240

Окончание таблицы 2.6

	ЭС			сущ ГЭС			проект ГЭС			ТЭС		
Месяц	Ptмах	Nн	Nав	Nраб	Nн	Np	Nраб	Nн	Np	Nраб	Nав	Np
7	21125	317	1479	9814,3	147		119	1,8		11310,7	904,856	2240
8	22009	330	1541	10094,3	151		120	1,8		11914,7	953,176	1490
9	23542	353	1648	10580,1	159		102	1,5	28	12961,9	1036,95	
10	25314	380	1772	11142,0	167	989,5	59	0,9	0	14172	1133,76	
11	26852	403	1880	11629,7	174		50	0,7		15222,3	1217,78	
12	27743	416	1942	11912,4	179		165	2,5		15830,6	1266,45	

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимого режима работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле по расходу и напору. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, при отметки НПУ (114 м), нижней – при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО (108,2 м), а промежуточной является характеристика, построенная при напоре в середине января (110,3 м).

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

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

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

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

$\Delta h_{вс}$ – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определение ограничения работы турбин:

– ограничение слева на режимном поле является минимальный расход воды по условиям водохозяйственного комплекса ($Q_{ГЭС}^{min} = 200$ м^3/с);

– ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

где k_N – коэффициент мощности (исходные данные);

– ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре $H_{расч}^{N} = 16{,}8$м.

Результаты расчета представлены в таблице 3.1 и рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Крапивинской ГЭС

Кривая связи			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, м^3/с$	$z_{НБ}^{лето}, м$	$z_{НБ}^{зима}, м$	$H^{\nabla НПУ}$	$H^{\nabla УМО}, м$	$H^{р}, м$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$
0	90,26	90,26	23,74	18,14	20,04	5	3894,77	5	627,38
500	91,36	91,97	22,03	16,43	18,33	10	1947,38	10	887,24
1000	92,25	93,19	20,81	15,21	17,11	15	1298,26	15	1086,65
1500	92,97	94,10	19,90	14,30	16,20	20	973,69	20	1254,75
2000	93,58	94,83	19,17	13,57	15,47	25	778,95	25	1402,86
2500	94,10	95,47	18,53	12,93	14,83	30	649,13	30	1536,75
3000	94,55	96,05	17,95	12,35	14,25	35	556,40	35	1659,88
3500	94,97	96,59	17,41	11,81	13,71	40	486,85	40	1774,49
4000	95,35	97,07	16,93	11,33	13,23	45	432,75	45	1882,13
4500	95,71	97,51	16,49	10,89	12,79	50	389,48	50	1983,94
5000	96,05	97,89	16,11	10,51	12,41	55	354,07	55	2080,77

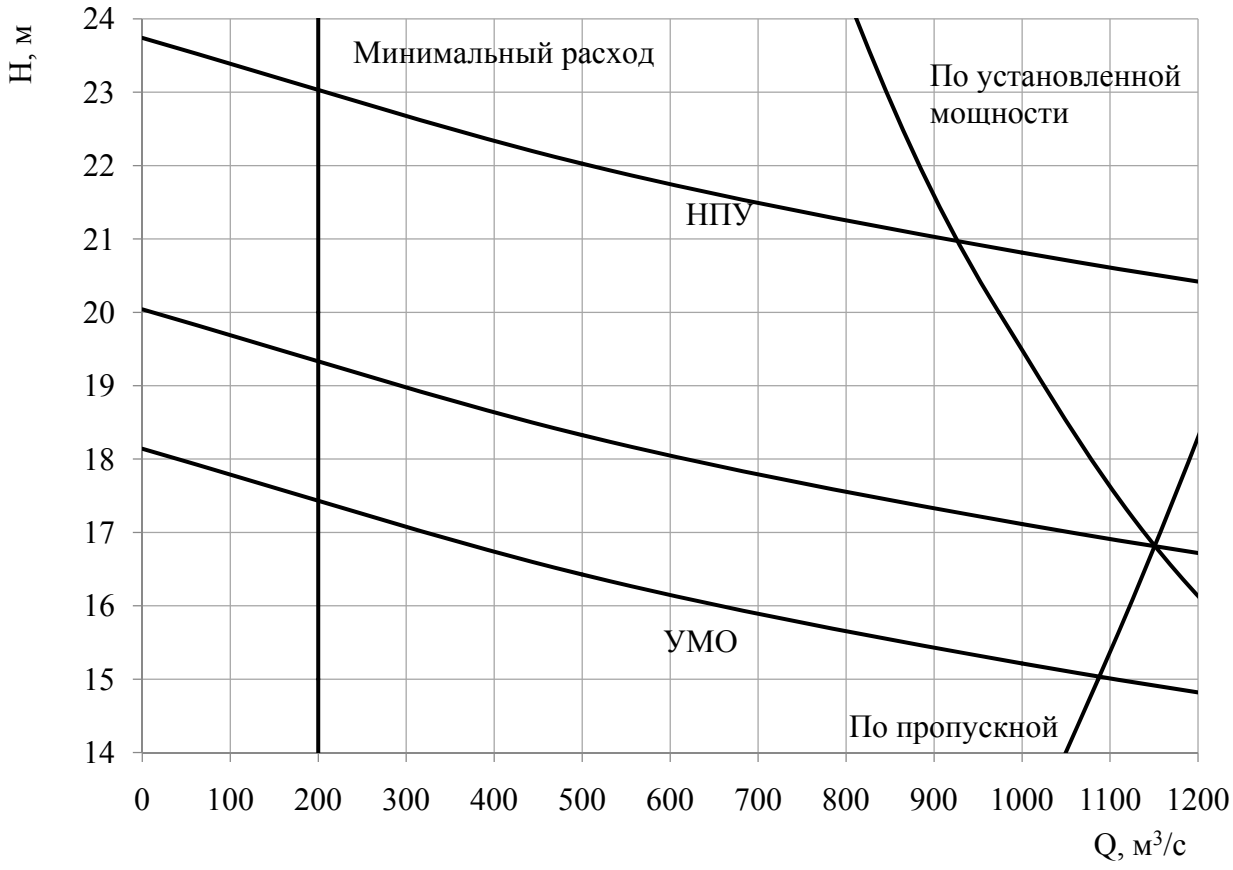


Рисунок 3.1 - Режимное поле Крапивинской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу:

$H_{max} = 23{,}00\ м$;

– максимальный расход. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$Q^{max} = 1150\ {}^{м^3}/_{с}$;

– расчётный напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора:

$H_p = 16{,}8\ м$;

– минимальный напор. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$H_{min} = 15{,}00\ м$.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

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

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

2) отношение $\frac{\mathrm{H_{min}}}{\mathrm{H_{max}}} = \frac{15}{23} = 0{,}65$ должно быть не меньше справочных данных.

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

Диапазону напоров соответствует ПЛ30а-В и ПЛ30б-В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ30а-В	Турбина ПЛ30а-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$, *м*	30	30

Окончание таблицы 3.2

Параметр		Турбина ПЛ30а-В	Турбина ПЛ30а-В
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,50	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{10}, мин$^{-1}$	126	130
Оптимальный приведенный расход	Q'_{10}, л/с	890	1270
Оптимальный КПД модели	$\eta_{мо}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	Q'_{max}, л/с	1950	1900
Коэффициент кавитации	σ при Q'_{max}	1,0	1,0
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}$, м	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_м$, м	4	8
Температура	$t_м$, °С	5	21

Для выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчетов представлены в таблицах 3.3 и 3.4 соответственно.

КПД натурной турбины определим по формуле:

$$\eta_т = 1 - (1 - \eta_м)\left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1м}}{D_1}}\sqrt[10]{\frac{H_м}{H_p^N}}\sqrt[5]{\frac{\nu_н}{\nu_м}}\right), \quad (3.4)$$

где $\eta_м, D_{1м}, H_м$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_м, \nu_н$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий $t_н$ и $t_м$ ($\nu_н = 1{,}3 \cdot 10^6$ м^2/с, $\nu_м = 1{,}51 \cdot 10^6$м^2/с, $\nu_м = 1{,}3 \cdot 10^6$м^2/с и $\nu_м = 0{,}988 \cdot 10^6$м^2/с для ПЛ30а-В и ПЛ30б-В соответственно);

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9{,}81 \cdot Q'_{1р} \cdot D_1^2 \cdot H_p^N \cdot \sqrt{H_p^N} \cdot \eta_т \cdot \eta_г^{ср}, \quad (3.5)$$

где $Q'_{1р}$ – приведенный расход воды в расчетной точке;

$\eta_г^{ср}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_г^{ср} = 0{,}97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a = {N_{уст}^p}/{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст}^p = 167{,}5$ МВт – расчетная установленная мощность.

Рассчитанное число агрегатов округляется в большую сторону, кратно двум или трем. Затем уточняется мощность агрегата:

$$N_a = {N_{уст}^p}/{Z_a}. \quad (3.7)$$

Расчетная частота вращения турбины:

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

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

$\Delta p = \frac{н}{м}$ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

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

Приведенные частоты вращения, соответствующие максимальному, расчетному и минимальному напорам находятся по формулам 3.9, 3.10, 3.11:

$$n'_{1H_{max}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_{max}}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{1H_p} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1H_{min}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_{min}}}. \quad (3.11)$$

На главных универсальных характеристиках проводим линии n_{max}, n_p, n_{min}. Нахождения положения расчетной точки на линии n_p осуществляется на основании следующего уравнения:

$$Q'_{1р} \cdot \eta_т = \frac{N_а}{9{,}81 \cdot D_1^2 \cdot H_р^N \cdot \sqrt{H_р^N} \cdot \eta_г^{ср}}. \quad (3.12)$$

Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбин ПЛ30а-В и ПЛ30б-В представлены в таблицах 3.3 и 3.4 соответственно.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛ30а-В

D_1, *м*	3,75	4	4,25	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
$\eta_т$	0,942	0,942	0,942	0,943	0,944	0,944	0,944	0,945	0,945	0,946
$N'_а$, *кВт*	15269	17381	19631	24542	27203	30579	34152	39224	43260	48948
$Z'_а$, *шт*	10,8	9,5	8,4	6,7	6,1	5,4	4,8	4,2	3,8	3,4
$Z_а$,*шт*	12	10	9	8	6	6	6	6	4	4
$N_а$, *кВт*	13750	16500	18333	20625	27500	27500	27500	27500	41250	41250
$\Delta_р$	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$n'_с$, *об/мин*	139,9	131,2	123,5	110,6	105,1	99,1	93,8	87,6	83,5	78,5
$n_с$, *об/мин*	142,8	136,4	125	115,4	107,1	100	100	88,2	88,2	78,9
$n'_{1Н_{min}}$, *об/мин*	110	112	109	112	110	109	115	108	114	108
$n'_{1Н_р}$, *об/мин*	129	131	128	132	128	127	134	127	133	127
$n'_{1Н_{max}}$, *об/мин*	136	139	135	139	136	135	142	134	141	134
$Q'_{1р} \cdot \eta_т$	1,508	1,590	1,565	1,410	1,696	1,510	1,352	1,178	1,603	1,417

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛ30б-В

D_1, *м*	3,35	3,75	4	4,25	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
$\eta_т$	0,934	0,935	0,935	0,936	0,937	0,937	0,938	0,938	0,939	0,939
$N'_а$, *кВт*	12496,51	15675,39	17845,64	20157,08	25203,76	27939,09	31408,13	35080,85	40294,75	44442,96
$Z'_а$, *шт*	13,2	10,5	9,2	8,1	6,5	5,9	5,2	4,7	4,0	3,7
$Z_а$,*шт*	14	12	10	9	8	6	6	6	6	4
$N_а$, *кВт*	11785,71	13750	16500	18333,33	20625	27500	27500	27500	27500	41250
$\Delta_р$	1,024	1,026	1,026	1,027	1,028	1,028	1,029	1,029	1,030	1,030
$n'_с$, *об/мин*	161,0	143,9	135,0	127,1	113,7	108,1	102,0	96,6	90,1	85,9
$n_с$, *об/мин*	166,7	150	136,4	136,4	115,4	115,4	107,1	100	90,9	88,2
$n'_{1Н_{min}}$,*об/мин*	115	116	112	119	113	119	117	115	112	114

Окончание таблицы 3.4

D_1, *м*	3,35	3,75	4	4,25	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
$n'_{1\text{Н}_\text{р}}$, *об/мин*	135	135	131	140	132	139	137	135	131	134
$n'_{1\text{Н}_{max}}$,*об/мин*	142	143	139	148	140	147	144	142	139	141
$Q'_{1\text{р}} \cdot \eta_\text{т}$	1,619	1,508	1,590	1,565	1,410	1,696	1,510	1,352	1,178	1,603

Выбираю турбину ПЛ30а-В со следующими параметрами:

D_1=6,3 м,

Z_a=4,

n_c=88,2 об/мин.

Главная универсальная характеристика турбины ПЛ30а-В с построенным режимным полем представлена в приложении В, рисунок В.1.

3.2 Гидротурбины и их проточная часть

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{\text{Р.К.}} = Z_{\text{Н.Б.}}(Q_{\text{Н.Б.}}) + H_S, \quad (3.13)$$

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

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев:

1. Работа одного агрегата с Np при НПУ;
2. Работа одного агрегата с Np и Hp;
3. Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с Np и Hmin.

Высота отсасывания:

$$H_S = B - \frac{\nabla Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1{,}5 + Z_{\text{Х.}}, \quad (3.14)$$

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

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

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

$Z_{\text{Х.}}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин ($Z_{\text{Х.}} = 0$).

Работа одного агрегата с Np при НПУ

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку.

Пересчитаем расход в этой точке:

$$Q = Q_1' \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta_р \cdot H}. \quad (3.15)$$

В найденной точке определяем $\sigma = 0{,}79$. По кривой связи НБ определяем $\nabla Z_{НБ}(Q_a) = 91{,}3$ м.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10{,}33 - \frac{91{,}3}{900} - 0{,}79 \cdot 15 - 1{,}5 = -1{,}62 \text{ м}. \quad (3.16)$$

Работа одного агрегата с Np и Hp

Рассчитываем аналогично предыдущему пункту $Q = 298{,}10$ м^3/с.

$\sigma = 0{,}81$;

$$\nabla Z_{НБ}(Q) = 91{,}4 \text{ м}; \quad (3.17)$$

$$H_S = 10{,}33 - \frac{91{,}4}{900} - 0{,}81 \cdot 16{,}80 - 1{,}5 = -3{,}38 \text{ м}. \quad (3.18)$$

Работа одного агрегата на линии ограничения по турбине с Np и Hmin

На режимном поле этому режиму соответствует точка. Для нее: $Q = 207{,}37$ м^3/с.

Рассчитываем аналогично:

$$\sigma = 0{,}39; \quad (3.19)$$

$$\nabla Z_{НБ}(Q) = 91{,}0 \text{ м}; \quad (3.20)$$

$$H_S = 10{,}33 - \frac{91{,}0}{900} - 0{,}39 \cdot 21{,}00 - 1{,}5 = 2{,}09 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Полученные результаты сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1, *м*	Z_a, *шт*	n_c, *об/мин*	N_a, *МВт*	H_{S1}, *м*	H_{S2}, *м*	H_{S3}, *м*
ПЛ30а-В	6,3	4	88,2	52	-1,62	-3,38	2,09

Рассчитываем заглубление рабочего колеса (3.13) при каждой из вычисленных высот отсасывания.

$$\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 91{,}3 - 1{,}62 = 89{,}65 \text{ м;} \quad (3.22)$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.2}} = 91{,}4 - 3{,}38 = 87{,}98 \text{ м;} \quad (3.23)$$

$$\nabla Z_{\text{Р.К.1}} = 91{,}0 + 2{,}09 = 93{,}14 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Из всех полученных значений $\nabla Z_{\text{Р.К.}}$ выбираем минимальное, $\nabla Z_{\text{Р.К.}} = 87{,}98$ м.

3.2.2 Определение геометрических размеров проточной части

По чертежу проточной части модельной гидротурбины определяем основные геометрические размеры гидротурбины.

Высота отсасывающей трубы:

$$h = 2{,}615 \cdot D_1 = 2{,}615 \cdot 6.3 = 16{,}48 \text{ м.} \quad (3.25)$$

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1{,}789 \cdot D_1 = 1{,}789 \cdot 6{,}3 = 11{,}27 \text{ м.} \quad (3.26)$$

Угол охвата спиральной камеры:

$$\varphi_{\text{с.к}} = 210°.$$

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 2{,}885 \cdot D_1 = 2{,}885 \cdot 6{,}3 = 18{,}18 \text{ м.} \quad (3.27)$$

Длинна отсасывающей трубы:

$$L = 4{,}548 \cdot D_1 = 4{,}548 \cdot 6{,}3 = \ 28{,}65 \text{ м.} \quad (3.28)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2{,}5 \cdot D_1 = 2{,}5 \cdot 6{,}3 = 15{,}75 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Определим наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^{*} \geq \left(\frac{5{,}1 \cdot \text{М}_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]}\right)^{0{,}33}, \quad (3.30)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30$ мПа,

$$\text{М}_{\text{кр}} = 0{,}00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}} = 0{,}00974 \cdot \frac{167000}{85{,}7} = 4{,}6881. \quad (3.31)$$

$$D_{\text{в}}^{*} = \left(\frac{5{,}1 \cdot 4{,}6881}{30}\right)^{0{,}33} = 0{,}927 \text{ м}. \quad (3.32)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного:

$$D_{\text{в}} = 1 \text{ м}. \quad (3.33)$$

Габариты машинного зала зависят главным образом от числа агрегатов, длины монтажной площадки, ширина которой одинакова с машинным залом, поскольку обслуживается теми же кранами, а также от принятой схемы транспортировки ротора вдоль зала с учетом размеров захватных (крепежных) устройств и траверсы, когда она необходима.

Ширина спиральной камеры:

$$\text{В}_{\text{ск}} = 18{,}18 \text{ м}. \quad (3.34)$$

По рекомендациям ширина здания ГЭС:

$$B'_{\text{ГЭС}} = \text{В}_{\text{ск}} + 8 = 18{,}18 + 8 = 26{,}18 \text{ м}. \quad (3.35)$$

Принимаем ширину машинного зала по :

$$B_{\text{мз}} = 30 \text{ м}. \quad (3.36)$$

Примем ширину блока равную ширине машинного зала:

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{мз}} = 30 \text{ м}. \quad (3.37)$$

Ширина монтажной площадки по рекомендации:

$$L_{\text{мп}} = B_{\text{бл}} = 30 \text{ м}. \quad (3.38)$$

Длинна машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = n \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 4 \cdot 30 + 30 = 150 \text{ м}. \quad (3.39)$$

Высота машинного зала определяется из условия проноса краном самой габаритной части ГА.

Высота машинного зала:

$$H_{\text{мз}} = 20 \text{ м}. \quad (3.40)$$

3.2.3 Выбор вспомогательного оборудования

По массе статора принимаем мостовой кран КМ350/190/32,грузоподъемностью главного крюка – 350 тонн, вспомогательного – 190 и 32 тонны.

По номограмме для турбины [7] определим тип маслонапорной установки: МНУ-10/1-40-12,5-2.

Основные параметры МНУ [6]. Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА10/1-40 вместимостью 10 м^3, состоящим из двух сосудов на давление 4 МПа (40 кгс/см^2); с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак МА12,5-2 вместимостью 12,5 м^3 с двумя насосами , с потребляемую мощностью 160.

По номограмме [7] определим тип ЭГР. Так как турбина ПЛ, то выбираем ЭКГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника 100 мм. Выбранный регулятор ЭГРК-100.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$\text{S}_{\text{ном}} = \frac{\text{N}_\text{a}}{\cos\varphi} = \frac{41{,}250}{0{,}8} = 51{,}5 \text{ МВА}. \quad (3.39)$$

Число полюсов:

$$\text{P} = \frac{6000}{\text{n}_\text{c}} = \frac{6000}{88.2} = 68. \quad (3.40)$$

По справочным данным [5] выбираем гидрогенератор: СВ-1030/120-68 с номинальной мощностью 52 МВ·А и номинальным напряжением 10,5кВ.

Параметры гидрогенератора:

− номинальная полная мощность:

$$S_{ном} = 52\ МВ \cdot А;$$

– номинальная активная мощность:

$P_{ном} = 41{,}6\ МВт$;

– коэффициент мощности:

$cos\varphi = 0{,}8$;

– номинальное напряжение:

$U_{ном} = 10{,}5\ В$;

– номинальная частота вращения:

$n_{ном} = 88{,}2\ об/мин$;

– угонная частота вращения:

$n_{уг} = 180\ об/мин$;

– сверхпереходное продольное сопротивление:

$x_d^{''} = 0{,}20\ о.е$;

– переходное продольное сопротивление:

$x_d^{'} = 0{,}28\ о.е$;

– продольное сопротивление:

$x_d = 0{,}74\ о.е$;

– номинальный ток возбуждения:

$I_{fном} = 1165\ А$;

– номинальное напряжение возбуждения:

$U_{fном} = 325, В$;

– коэффициент полезного действия:

$\eta = 97\%$;

– диаметр статора по корпусу:

$D_c = 11{,}5\ м$;

– диаметр ротора:

$D_p = 9{,}69\ м$;

– полная высота (длина) генератора:

$H = 6{,}92\ м$.

Зонтичное исполнение.
Тип возбудителя: В-220/43-12

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

В Новокузнецкой энергосистеме присутствуют подстанции 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ. Расстояние до ближайшей подстанций "Юрга", напряжением 500/110/10кВ, 39км.

По длине линии электропередачи допускаются напряжения 500 и 110 кВ (предельная длина линии 10 кВ - 5 км). Исходя из того, что класс напряжения оборудования прямопропорционален его цене, выбираем наименьшее из напряжений. Принимаем класс напряжение распределительного устройства:

$$U_{\text{РУ}} = 110 \text{ кВ}. \quad (4.1)$$

Согласно стандарту [9]: «… необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания». На Крапивинской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

– генераторы;

– от подстанции Яшкинская 110/35/6 кВ;

– дизель-генераторная установка (ДГУ).

Рассмотрим схемы с укрупненными блоками.

4.2 Главные повышающие трансформаторы

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

$$S_{\text{расч}} = S_{\text{Г ном}} - S_{\text{с.н.}} = 52 - 52 \cdot 0.015 = \ 51{,}22\text{МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.2)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" [15] выбираются трансформаторы ТДЦ-100000/110 У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Каталожные данные трансформатора ТДЦ- 100000/110 У1

$S_{ном}$, *МВА*	$U_{Н}$, *кВ*		$U_{к}$, *%*	$\Delta P_{к}$, *кВт*	$\Delta P_{хх}$, *кВт*	$I_{х}$,*%*
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
100	121	10,5	11	420	65	0,35

4.3 Распределительное устройства

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на ОРУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{г} \cdot (S_{г} - S_{сн}), \quad (4.3)$$

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot (52 - 3) = 196 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{нат.} = 30 \text{ МВт};$$

$$К = 1.4;$$

$$\cos\varphi_{с} = 0{,}8;$$

Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{вл110} = \frac{S_{\Sigma}}{(К \cdot P_{нат.}/\cos\varphi_{с})} = \frac{196}{(1.4 \cdot 30/0{,}8)} = 3{,}7 \approx 4 \text{ шт}. \quad (4.4)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{л} = 4 + 1 = 5$ шт.

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{196}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}205 \text{ кА}. \quad (4.5)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_{Т} \cdot \alpha_{i} \cdot I_{раб} = 1{,}05 \cdot 1{,}0 \cdot 205 = 215{,}6 \text{ А}, \quad (4.6)$$

где α_{i} – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, принимаем $\alpha_{i} = 1{,}05$ [16];

$\alpha_{Т} = 1{,}0$ – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, принимаем $\alpha_{Т} = 1{,}0$ [16].

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 70/11, которому соответствует минимальное сечение провода для линии 110 кВ.

Допустимый продолжительный ток $I_{доп} = 265$ А.

Ток аварийного режима (откулючение одной опоры):

$$I_{ВЛ110утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{195}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}256 \text{ кА}. \quad (4.7)$$

Окончательно принимаем АС-70/11. Параметры провода приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 Ом/км	X_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,428	0,444	$2{,}55 \cdot 10^{-6}$

В результате для выдачи мощности принято строительство пяти одноцепных ВЛ 110 кВ Крапивинская ГЭС – ПС Юрга протяженностью 39 км.

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Стандарт «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» [10] регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 110 кВ и семь присоединений (два генераторных присоединения и пять воздушных линии):

- одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин с секционным и обходным выключателями (5 и более присоединений). Схема применяется при допустимости потери питания потребителей на время переключения присоединения на обходную систему шин;
- две рабочие и обходная системы шин (от 5 до 15 присоединений). Схема применяется при отсутствии возможности отключения всех присоединений системы шин на время ревизии и ремонта этой системы шин;

Две системы сборных шин по сравнению с одной секционированной системой сборных шин позволяют:

1. Поочередно ремонтировать сборные шины без перерыва в работе станции и без нарушения питания потребителей;
2. Ремонтировать любой шинный разъединитель, отключая лишь одно присоединение (остальные присоединения переводятся на другую систему шин);
3. Быстро восстанавливать работу станции при повреждении на секции (потребители теряют питание только на время, необходимое для переключения оперативным персоналом соответствующих присоединений на резервную систему шин).

В соответствии с Технической политикой ОАО «РусГидро» [11], «вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые РУ 110 кВ и выше должны выполняться, как правило, КРУЭ внутри здания. В зонах холодного климата с минимальной температурой -50˚С и ниже, а так же в зонах со снежным покровом более 1,5м применение КРУЭ обязательно».

Первоначальные расходы на установку КРУЭ превосходят затраты на приобретение обычного оборудования. В связи с этим распределительное устройство на Крапивинской ГЭС принято ОРУ.

Окончательно принимаем схему распределительного устройства ОРУ –. две рабочие и обходная системы шин.

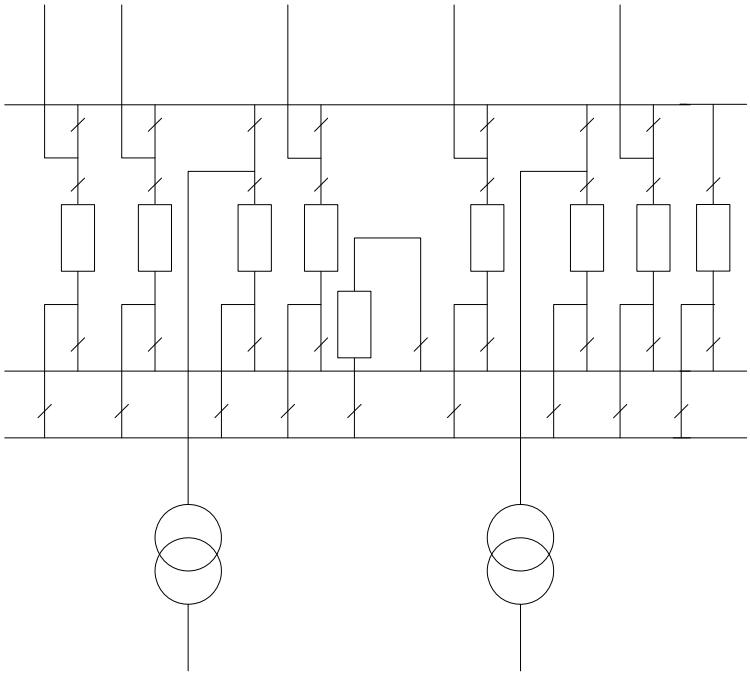


Рисунок 4.1 - Схема выдачи мощности Крапивинской ГЭС

4.4 Электротехническое оборудование

4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 2,4% от $S_{ГЭС}$:

$$S_{с.н.} = 0{,}024 \cdot S_{ГЭС} = 0{,}024 \cdot \left(\frac{167}{0{,}8}\right) = 5010 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (4.8)$$

По каталожным данным «Чебоксары-Электра» [21] выбираем трансформатор собственных нужд ТМ-1250/10 . Таких трансформаторов потребуется 4 штуки.

Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Каталожные данные трансформатора ТМ - 1250/10

$S_{ном}$, *кВ·А*	$U_{Н}$, *кВ*		$U_{к}$, *%*	$I_{х.х.}$, *%*	$\Delta P_{к}$, *кВт*	$\Delta P_{хх}$, *кВт*
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
1250	10	6	6,0	0,9	13,5	2,1

4.4.2 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_{г} = x_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = 0{,}2 \cdot \frac{10{,}5^2}{52} = 0{,}42 \text{ Ом}, \quad (4.9)$$

$$r_{\text{г}} = \frac{x_1}{50} = \frac{0{,}74}{50} = 0{,}01 \text{ Ом}, \quad (4.10)$$

где x_d'' – сверхпереходное продольное сопротивление генератора из таблицы 2.5;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора, из таблицы 2.5

$S_{\text{ном}}$ – полная номинальная мощность генератора, из таблицы 2.5

Схема для расчёта в программном комплексе представлена на рисунке 4.2

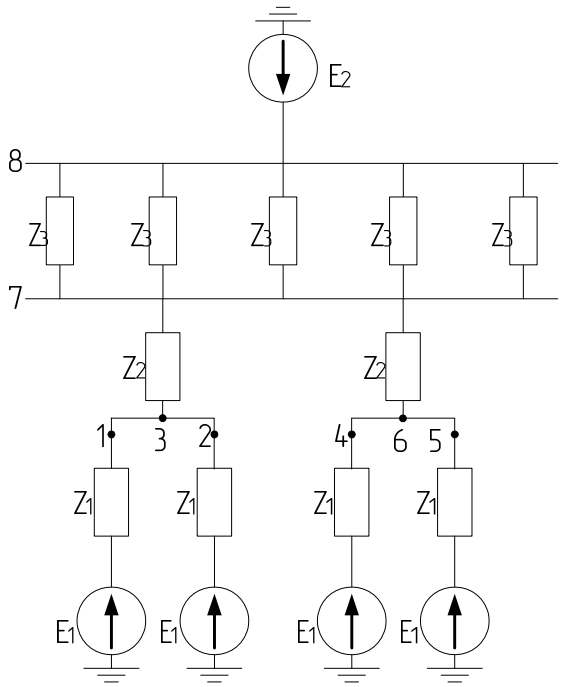


Рисунок 4.2 - Схема для расчёта в программном комплексе RastrWin

Сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{т.вн}}^2}{S_{\text{т}}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{121^2}{100} = 15{,}4 \text{ Ом}, \quad (4.11)$$

$$r_{\text{т}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{т.вн}}^2}{S_{\text{т}}^2} = 0{,}350 \cdot \frac{121^2}{100^2} = 0{,}51 \text{ Ом}. \quad (4.12)$$

где $u_{\text{к}\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.1;

$U_{\text{т.вн}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, из таблицы 4.1;

$S_{\text{т}}$ – полная номинальная мощность трансформатора, из таблицы 4.1;

$P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.1.

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС 70/11:

$$x_{\text{о,уд}} = 0{,}444 \text{ Ом/км},$$

$r_{\text{о,уд}} = 0{,}428$ Ом/км.

Сопротивление воздушной линии 110 кВ:

$$x_{\text{вл}} = x_{\text{о,уд}} \cdot l = 0{,}444 \cdot 39 = 17{,}316 \text{ Ом}, \quad (4.13)$$

$$r_{\text{вл}} = r_{\text{о,уд}} \cdot l = 0{,}428 \cdot 39 = 16{,}692 \text{ Ом}, \quad (4.14)$$

где l – длинна электропередачи..

ЭДС генераторов:

$$E_{\text{г}} = 1{,}13 \cdot U_{\text{ном}} = 1{,}13 \cdot 10{,}5 = 11{,}87 \text{ кВ}, \quad (4.15)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение генератора из пунка 3.3.

ЭДС системы:

$E_{\text{с}} = 115$ кВ.

Ниже представлены таблицы с внесёнными в ПК исходными данными (таблица 4.4 – 4.6) и обработанными результатами расчёта (таблица 4.7).

Таблица 4.4 – Исходные данные по узлам

Тип0	Номер	Название	$U_{ном}$, *кВ*
у	1	Генератор 1	10,5
у	2	Генератор 2	10,5
у	4	Генератор 3	10,5
у	5	Генератор 4	10,5
у	3	Блок 1	10,5
у	6	Блок 2	10,5
зак	7	РУ 110 кВ	115
зак	8	Система	115

Таблица 4.5 - Исходные данные по ветвям

Тип	tip0	$N_{нач}$	$N_{кон}$	Название	*R*	*X*	*Km/r*	*r0*	*x0*
ЛЭП	ЛЭП	1	3	Генератор 1 - Блок 1	0	0		0	0
ЛЭП	ЛЭП	2	3	Генератор 2 - Блок 1	0	0		0	0
ЛЭП	ЛЭП	4	6	Генератор 3 - Блок 2	0	0		0	0
ЛЭП	ЛЭП	5	6	Генератор 4 - Блок 2	0	0		0	0
Тр-р	Тр-р	3	7	Блок 1 - РУ 110 кВ	0,51	15,4	0,091	0,51	15,4
Тр-р	Тр-р	6	7	Блок 2 - РУ 110 кВ	0,51	15,4	0,091	0,51	15,4
ЛЭП	ЛЭП	7	8	РУ 110 кВ - Система	16,70	17,30		50,1	51,9
ЛЭП	ЛЭП	7	8	РУ 110 кВ - Система	16,70	17,30		50,1	51,9
ЛЭП	ЛЭП	7	8	РУ 110 кВ - Система	16,70	17,30		50,1	51,9
ЛЭП	ЛЭП	7	8	РУ 110 кВ - Система	16,70	17,30		50,1	51,9
ЛЭП	ЛЭП	7	8	РУ 110 кВ - Система	16,70	17,30		50,1	51,9

Таблица 4.6 - Исходные данные по генераторам

№ агрегата	Название	*N* узла	*r*	*x*	*r2*	*X2*	*r0*	*X0*	*E*
1	Генератор 1	1	0,008	0,424	0,008	0,424	0,004	0,21	11,865
2	Генератор 2	2	0,008	0,424	0,008	0,424	0,004	0,21	11,865
3	Генератор 3	4	0,008	0,424	0,008	0,424	0,004	0,21	11,865
4	Генератор 4	5	0,008	0,424	0,008	0,424	0,004	0,21	11,865
5	Система	8	1,21	60,5	1,21	60,5	1,21	60,5	115

Таблица 4.7 - Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Тип КЗ	*П1*	$I_{п.0}$	$i_у$
1ф	5	20,46	49,67
3ф	5	13,64	33,11
3ф	1	36,37	94,97

4.4.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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.

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-Г4:

$$I_{Г раб.мах} = 1{,}05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г ном}} = 1{,}05 \cdot \frac{52}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 3{,}00\ кА, \quad (4.16)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора из пункта 3.3;

$S_{ном}$ – полная номинальная мощность генератора из пункта 3.3.

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т4 определяется рабочим током генератора:

$$I_{Т раб.мах} = 1{,}05 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{T.ВН}} = 1{,}05 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0{,}32\ кА, \quad (4.17)$$

где $U_{T.ВН}$ – номинальное напряжение трансформатора из таблицы 4.1;

S_T – полная номинальная мощность трансформатора из таблицы 4.1.

Присоединения линий связи с системой:

$$I_{ВЛ раб.мах} = I_{ВЛ110} = 0{,}205\ кА\ ,$$

$$I_{ВЛ\,раб.утж} = I_{ВЛ110\,утяж} = 0{,}256\ кА,$$

где $I_{ВЛ110}$ – ток воздушной линии;
$I_{ВЛ110\,утяж}$ – ток аварийного режима.

4.4.4 Выбор электротехнического оборудования 110 кВ

Выбран ВБ-110 - эльгазовый баковый выключатель, с встроенным трансформатором тока. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат" [17].

Проверка выключателя представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 - Проверка выключателя

Расчётные данные	ВБ-110
$U_{\text{ру}} = 110$ кВ	$U_{\text{раб.мах}} = 126$ кВ
$I_{\text{Т раб.мах}} = 2205$ А	$I_{\text{ном}} = 3150$ А
$I_{\text{ВЛ раб.утж}} = 256$ А	
Проверка	
$\text{I}_{\text{п.0}} = 13{,}64$ кА	$\text{I}_{\text{откл.ном}} = 50$ кА
$i_{\text{у}} = 33{,}11$ кА	
$\text{I}_{\text{п.0}} = 20{,}46$ кА	
$i_{\text{у}} = 49{,}67$ кА	

Выбран разъединитель РД-110. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат" [17].

Проверка разъединителя РД-110 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Проверка разъединителя

Расчетные данные	Разъединитель РД-110
$U_{\text{ру}} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{\text{Т раб.мах}} = 2205$ А	$I_{ном} = 3150$ А
Проверка	
$I_{\text{ВЛ раб.утж}} = 256$ А	$I_{терм.} = 63$ кА
$I_{\text{п.0}} = 13{,}64$ кА	
$i_{\text{у}} = 33{,}11$ кА	$t_{\text{терм}} = 3$ с
$I_{\text{п.0}} = 20{,}46$ кА	
$i_{\text{у}} = 49{,}67$ кА	$I_{дин.ст.} = 157{,}5$ кА
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0{,}01) = 20{,}46 \cdot \cdot (3 + 0{,}01) = 61{,}6\ \text{А}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11907\ \text{А}^2 \cdot \text{с}$

Выбран эльгазовый трансформатор тока ТГФМ - 110. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат" [17].

Проверка трансформатора тока ТГФМ - 110 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока ТГФМ - 110
$U_{\text{ру}} = 110$ кВ	$U_{ном}$ = 110 кВ
	$U_{\text{раб.мах}} = 126$ кВ
$I_{\text{Т раб.мах}} = 2205$ А	$I_{1ном}$ = (50-3000) А
	$I_{2ном}$ - 5А
Проверка	
$I_{\text{ВЛ раб.утж}} = 256$ А	
$I_{\text{п.0}} = 13{,}64$ кА	
$i_{\text{у}} = 33{,}11$ кА	$I_{терм.}$ = 63 кА
$I_{\text{п.0}} = 20{,}46$ кА	$t_{\text{терм}} = 3$ с
$i_{\text{у}} = 49{,}67$ кА	$I_{дин.ст.}$ = 157,5 кА
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0{,}01) = 20{,}46 \cdot$ $\cdot (3 + 0{,}01) = 61{,}6$ А$^2 \cdot$ с	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11907$ А$^2 \cdot$ с

Выбран антирезонансный эльгазовый трансформатор напряжения ЗНГА - 110. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат" [17].

Параметры трансформатора напряжения ЗНГА-110 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 - Выбор трансформатора напряжения ЗНГА - 110

Напряжения указаны в киловольтах

$U_{1ном}$	$U_{\text{раб.мах}}$	$U_{2ном}$
$110/\sqrt{3}$	$126/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$

Исходя из ПУЭ [13], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. ОПНп-110 УХЛ1. Производитель ООО "Разряд - М".

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима ВЗ-400-0,5– (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность).

Анализатор качества электроэнергии PITE 3561, который представляет собой профессиональное устройство для полноценного анализа качества электроэнергии в трехфазной сети переменного тока.

Модуль синхронизации генератора с сетью DKG-705. Это комплексное устройство автоматического ввода резерва применяемое для синхронизации одной генераторной установки с сетью или двух генераторных установок между собой.

4.4.5 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

Выбран ВГГ-10 - генераторный вакуумный выключатель, компании "Высоковольтный союз" [18]. Проверка вакуумного выключателя ВГГ-10 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12- Выключатель на генераторное напряжение 10,5 кВ

Расчётные данные	ВГГ-10
$U_{\Gamma} = 10{,}5$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$I_{\text{п.0}} = 36{,}37$ кА	$U_{\text{раб.мах}} = 12$ кВ
$i_{\text{у}} = 94{,}97$ кА	$I_{\text{ном}} = 4000$ А
	$I_{\text{ном.откл}} = 63$ кА
	$I_{\text{дин.ст.}} = 161$ кА
	$I_{\text{терм.}} = 63$ кА
	$t_{\text{терм}} = 3$ с
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0{,}01) = 36{,}37 \cdot$ $\cdot (0{,}05 + 0{,}01) = 2{,}18$ кА$^2 \cdot$ с	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11907$ кА$^2 \cdot$ с

Выбран разъединитель РВ СЭЩ -2 -10/1600 У2. Производитель ЗАО "Электрощит - Самара" [19]. Проверка разъединителя РВ СЭЩ-2-10/1600 У2 представлена в таблице 4.13.

Таблица 4.13 - Проверка разъединителя РВ СЭЩ -2 -10/1600 У2

Расчётные данные	РВ СЭЩ -2 -10/1600 У2
$U_{\Gamma} = 10{,}5$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$I_{\text{п.0}} = 36{,}37$ кА	$U_{\text{раб.мах}} = 12$ кВ
$i_{\text{у}} = 94{,}97$ кА	$I_{\text{ном}} = 1600$ А
	$I_{дин.ст.} = 51$ кА
	$I_{терм.} = 20$ кА
	$t_{\text{терм}} = 3$ с
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0{,}01) = 36{,}37 \cdot$ $\cdot (0{,}05 + +0{,}01) = 2{,}18$ кА$^2 \cdot$ с	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} =$ $= 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА$^2 \cdot$ с

Выбран трансформатор тока ТОЛ 10. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" [20]. Проверка трансформатора тока ТОЛ 10 представлена в таблице 4.14.

Таблица 4.14 - Выбор и проверка трансформатора тока ТОЛ 10

Расчётные данные	ТОЛ 10
$U_{\Gamma} = 10{,}5$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$I_{\text{п.0}} = 36{,}37$ кА	$I_{\text{ном}} = 2000$ А
$i_{\text{у}} = 94{,}97$ кА	$I_{\text{дин.ст.}} = 102$ кА
	$I_{\text{терм.}} = 40$ кА
$B = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0{,}01) = 36{,}37 \cdot$ $\cdot (0{,}05 + 0{,}01) = 2{,}18$ кА$^2 \cdot$ с	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА$^2 \cdot$ с

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛП-10. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока" [20]. Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛП-10 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 - Выбор и проверка трансформатора напряжения

$U_{1ном}$, кВ	$U_{раб.мах}$, кВ	$U_{2ном}$, В
10	12	$100/\sqrt{3}$

Исходя из ПУЭ [13], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 10,5 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПНп-10,5/550/12,7 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

5 Релейная защита и автоматика

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

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [13] согласно мощности генератора принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

На главном генераторе ГГ:

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

На силовом трансформаторе блока:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;

- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

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

На линиях электропередачи 110 кВ:

- Основные защиты:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

- Резервные защиты:

- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{\text{НОМ}} = 2870$ А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 3000/5$ А.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = \text{К}_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0{,}5 \cdot 0{,}1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0{,}05 \cdot I_{\text{Н}} = 0{,}1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.2)$$

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

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

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

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

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

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

$\text{К}_{\text{ОДН}} = 0{,}5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипынх ТТ, 1,0 для разных ТТ);

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{Г}}''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.4)$$

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

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}5 \cdot \frac{1{,}02}{0{,}2} \cdot 2870 = 1464 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{Т}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}}, \quad (5.5)$$

$$K_{\text{Т}} > \frac{1464 \cdot 2}{36370}, \quad (5.6)$$

$$K_{\text{Т}} > 0{,}08,$$

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

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

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

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{\text{К}_\text{Т}} = \frac{0{,}15}{0{,}3} = 0{,}5. \quad (5.7)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{\text{К}_\text{Т}} = \frac{0{,}15}{0{,}3} = 0{,}5. \quad (5.8)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

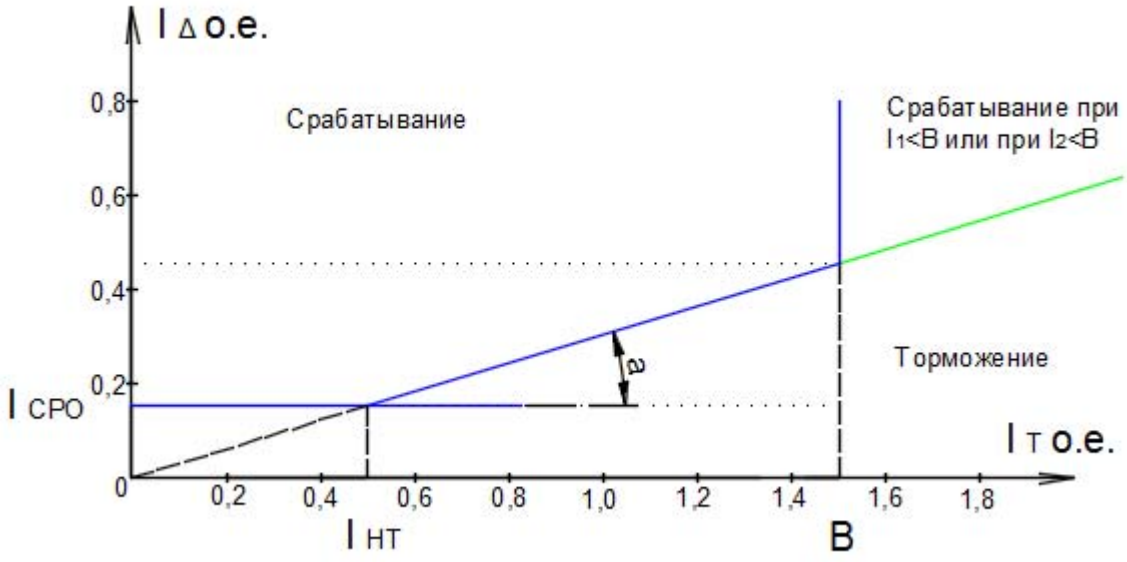


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0\,\text{ЭЛ.СТ.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

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

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

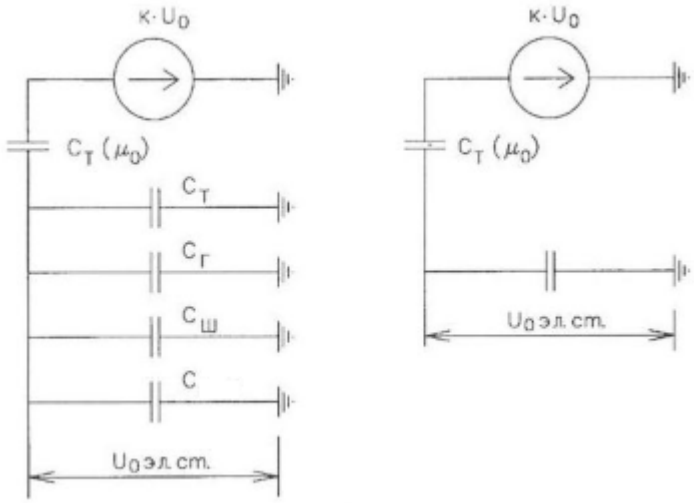


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
$C_Т$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
$C_Ш$ – емкость шинопровода по отношению к земле;
C – емкость генераторного выключателя со стороны траснформатора;
C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.
Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_Т + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} + C_{ВТ} = 0{,}0073 + 1{,}02 + \\ +0{,}008 + 0{,}26 + 0{,}13 = 1{,}425\,\frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.9)$$

$$U_{0\,\text{ЭЛ.СТ}} = К \cdot U_0 \cdot \frac{C_Т(\mu_0)}{C_Т(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.10)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{НОМ\ ВН}/\sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22{,}13\ кВ, \quad (5.11)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1{,}73 \cdot U_Л \cdot \omega \cdot С_\Sigma = 8{,}13\ А. \quad (5.12)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 110 кВ:

$$U_{0\ ЭЛ.СТ.} = 0{,}5 \cdot 22130 \cdot \frac{0{,}009}{0{,}009+1{,}425} = 66{,}4\ В. \quad (5.13)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{СР} \geq \frac{К_Н}{К_В} \cdot \frac{3}{n_{ТН}} \cdot U_{0\ ЭЛ.СТ}, \quad (5.14)$$

$$U_{СР} \geq \frac{1{,}5}{0{,}95} \cdot \frac{3 \cdot 66{,}4}{\frac{10{,}5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0{,}1}{3}}}, \quad (5.15)$$

$$U_{СР} \geq 1{,}7, \quad (5.16)$$

где $К_Н = 1{,}5$ – коэффициент надежности;

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$К_В = 0{,}95$ – коэффициент возврата.

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

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

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третей гармоники 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 $K_{\text{Т}}$:

$$\text{X} = \frac{1}{\text{К}_{\text{Т}}+2}. \quad (5.17)$$

При $K_{\text{Т}} = 1{,}1$ 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.

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

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{СР2} = \frac{1{,}4 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1{,}4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.18)$$

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

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{СР1} = \frac{1{,}2 \cdot U_{\text{Н}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1{,}2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.19)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0{,}09 \cdot I_{\text{Н}}$.

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

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

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других

несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{Н}}}, \tag{5.20}$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

$I_{\text{Н}}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \tag{5.21}$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{\text{A}}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0{,}18. \tag{5.22}$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{\text{К}_{\text{Н}}} = \frac{0{,}18}{1{,}2} = 0{,}15, \tag{5.23}$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0{,}15 \cdot I_{\text{Н}}. \tag{5.24}$$

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

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

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \tag{5.25}$$

$$\text{A}_{\text{ИО}} = 20 = {I_{*2}}^2 \cdot t_{\text{СР}}. \tag{5.26}$$

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

Таблица 5.1 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

Харктеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2) представлена на рисунке 5.3.

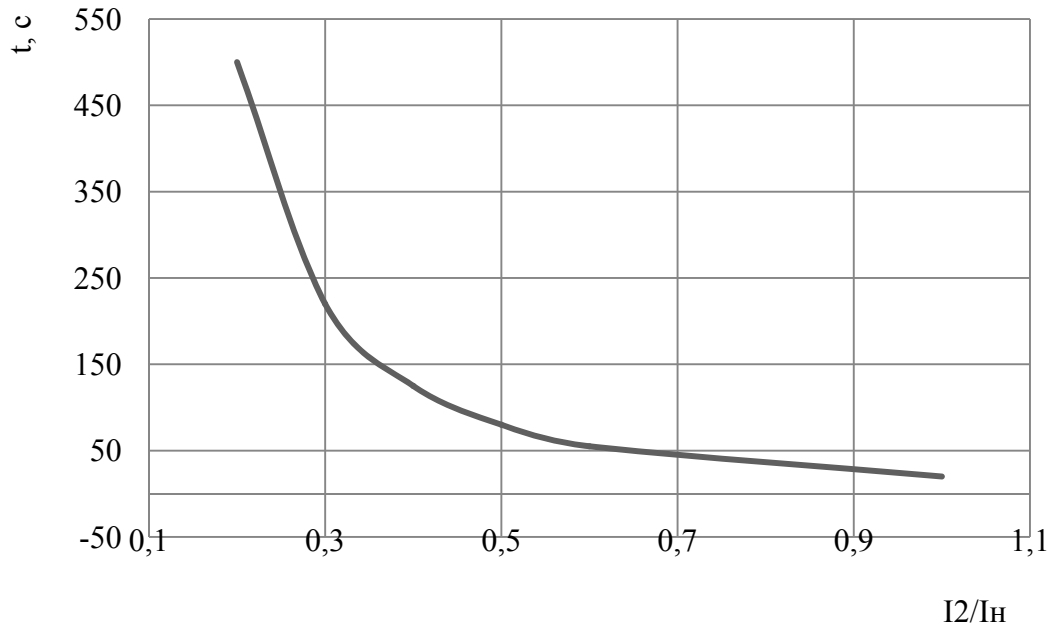


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: t мин. = 20 с, t макс. = 600 с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_2^2}{K_Ч} = \frac{1}{1{,}3\cdot\left(x_d'' + x_Г + 2\cdot x_Т\right)} = \frac{1}{1{,}3\cdot(0{,}2+0{,}21+2\cdot 0{,}15)} = 1{,}08 \text{ о. е.}, \quad (5.27)$$

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

$x_Г$ - сопротивление обратной последовательности генератора;

$x_Т$ - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_{2МИН}^2}{K_Ч} = \frac{I_{МИН}^2}{K_Ч\cdot\sqrt{3}}. \quad (5.28)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2С.З.} \leq \frac{0{,}87\cdot\frac{13{,}64}{40}\cdot\frac{110}{10{,}5}}{\sqrt{3}\ \ 1{,}2} = 1495 \text{ А } (0{,}52\cdot I_Н). \quad (5.29)$$

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

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1{,}05 \cdot I_{\text{Н}}}{0{,}98} = 1{,}07 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.30)$$

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

$K_{\text{В}} = 0{,}98$ – 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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1{,}1 \cdot I_{\text{Н}}}{1{,}0} = 1{,}1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

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

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1{,}2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0{,}98} = 1{,}224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \tag{5.32}$$

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

$$U_{\text{СР}} = \frac{0{,}68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{Т}}} = \frac{0{,}68 \cdot 10500}{1{,}03 \cdot 105{,}0} = 66 \text{ В}. \tag{5.33}$$

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

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1, приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит вл 110 кВ Крапивинская ГЭС – Юрга:

$$Z_1 \leq 0{,}8 \cdot Z_{\text{Т}} + \frac{0{,}8}{K_{\text{Т}}} \cdot Z'_{1\text{Л}} = 0{,}8 \cdot 13{,}88 + \frac{0{,}8}{5} \cdot 17{,}3 = 13{,}87 \text{ Ом}, \quad (5.34)$$

где $K_{\text{Т}}$ – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

$Z_{\text{Т}}$ – сопротивление трасформатора, приведенное к напаряжению стороны 110 кВ;

$$Z_{\text{Т}} = \frac{0{,}105 \cdot 115^2}{100} = 13{,}88 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1\text{ о.е.}} \leq 0{,}8 \cdot 0{,}105 \cdot \frac{52}{100} + \frac{0{,}8}{5} \cdot \frac{52}{115^2} \cdot 17{,}13 = 0{,}05,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{б}} = 0{,}05 \cdot 2{,}12 = 0{,}106 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где $Z_{\text{б}} = \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10{,}5^2}{52} = 2{,}12.$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{Т}}}{n_{\text{Н}}} = 0{,}106 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10{,}5}{0{,}1}} = 0{,}61 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0{,}7$ Ом.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10{,}5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2870} = 2{,}11 \text{ Ом},$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0{,}95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1165}{613} - 0{,}95}{0{,}74} = 3{,}85, \quad (5.37)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0{,}95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0{,}95 \cdot 1}{2{,}5} = 0{,}38 \text{ о. е.}, \quad (5.38)$$

$$cos\varphi_{\text{ НАГР.Ф}} = \frac{cos\varphi_{\text{Н}}}{0{,}95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0{,}8}{0{,}95 \cdot 2{,}5} = 0{,}34, \quad (5.39)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 70{,}1^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C\ 3II} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{\text{К}_{\text{Н}}} = \frac{0{,}38}{1{,}1} = 0{,}35 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$Z_{C\ 3II} = Z_{II\ \text{о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0{,}35 \cdot \frac{10{,}5^2}{52} = 0{,}74 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{C\,3II} = \frac{Z_{\text{С.З.}II} \cdot n_{\text{Т}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0{,}74 \cdot 3000/5}{10500/100} = 4{,}22\ \text{Ом}, \quad (5.42)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4{,}22$ Ом.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0{,}08$ Ом, $Z_{\text{СМ2}} = 0{,}50$ 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 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

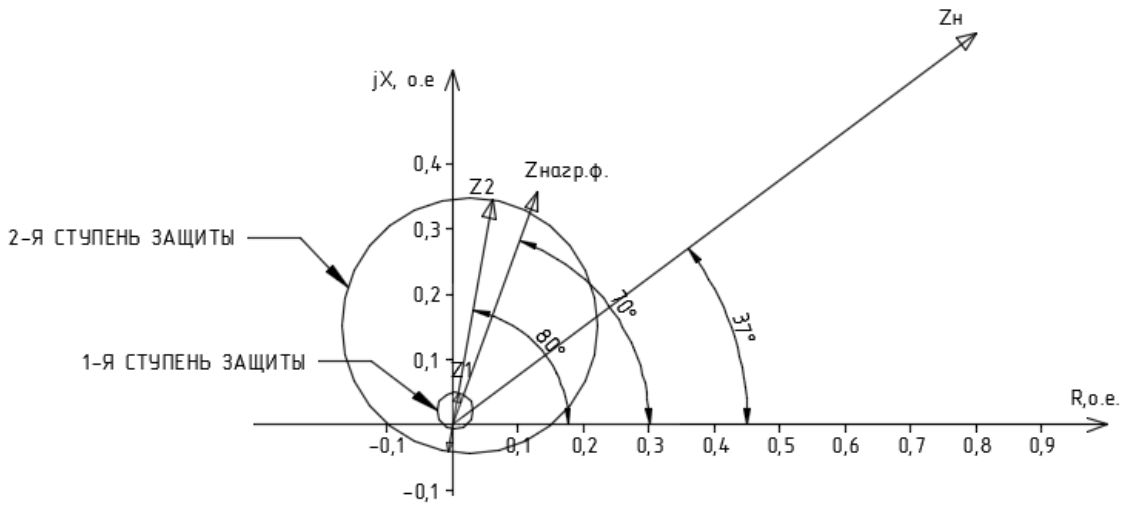


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P\ \text{СИГН.}} = \frac{\text{К}_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1{,}05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0{,}98} = 1{,}07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.43)$$

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

$$I_{P\ \text{ПУСК.}} = \frac{1{,}2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0{,}98} = 1{,}1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.44)$$

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

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

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

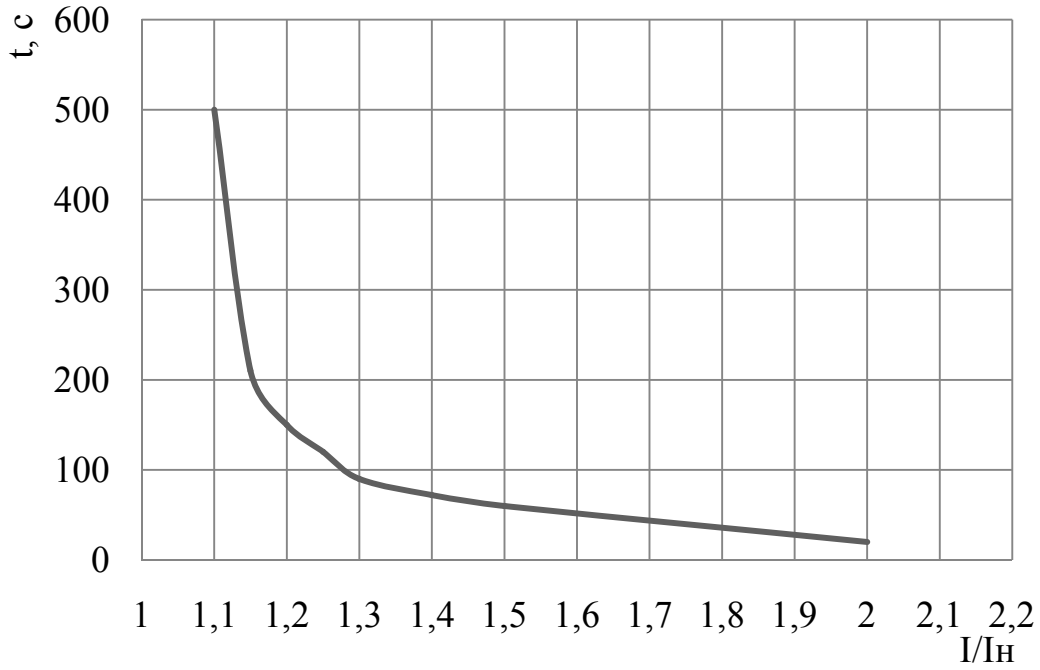


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P\ \text{ПУСК.}} = \frac{2{,}15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0{,}98} = 2{,}19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.45)$$

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

5.3 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор - трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины REG630 производства ABB.

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

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Определение отметки гребня глухой плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + a + \Delta h_{set} \quad (6.1)$$

где a- величина запаса, для I класса сооружения примем - 1м;

$h_{1\%}$ – высоты волны 1% обеспеченности;

Δh_{set} - высота ветрового нагона.

Высоту ветрового нагона рассчитываем по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos\alpha = 2{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{21^2 \cdot 1098}{9{,}81 \cdot 11{,}85} \cdot 1 = 9.16 \cdot$$
$$\cdot 10^{-3} \text{ м.} \quad (6.2)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП [1, Приложение 1, табл.2*], $k_w = 2{,}2 \cdot 10^{-6}$;

V_w– скорость ветра, 21 м/с;

L – длина разгона волны, 1098м;

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

d - условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна}}{2} = \frac{114 - 90{,}3}{2} = 11.85 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Определю высоту волны 1% для основного и поверочного случаев:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9{,}81 \cdot 1098}{21^2} = 24{,}425, \quad (6.4)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9{,}81 \cdot 21600}{21} = 10090 \quad (6.5)$$

где t - период развития волн на водохранилище, принимается t = 6ч = 21600с,

L – длины разгона волны, L =1098 м,

V_w – скорость ветра, 21 м/с.

Из графика [21, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$, сведённые в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Определение параметров $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w{}^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w{}^2}$
1,05	0,0095	4	0,08

Для определения периода волны Т и средней высоты волны $\bar{h}$ используем наименьшие значения из таблицы 6.1.

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1.05 => T = \frac{1.1 \cdot V_w}{g} = \frac{1{,}1 \cdot 21}{9{,}81} = 2.25 \text{ с}, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0{,}0095 => \bar{h} = \frac{0{,}01 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0{,}01 \cdot 21^2}{9{,}81} = 0.43 \text{ м}. \quad (6.7)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{d} = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9.81 \cdot 2.25^2}{2 \cdot 3.14} = 7{,}89 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Необходимо выполнить проверку глубоководности удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0{,}5\bar{d}, \quad (6.9)$$

где d - условная расчетная глубина воды в водохранилище, 11.85 м.

$$11.85 > 0.5 \cdot 7{,}89$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.
Определяют высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0.43 \cdot 2.1 = 0.9 \text{ м}. \quad (6.10)$$

где K_i - коэффициент, определяемый по графику [21, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$, $K_i = 2.1$.

$$\nabla\text{ГБП} = 114 + 0.9 + 1 + 9.16 \cdot 10^{-3} = 115.9 \text{ м}. \quad (6.11)$$

6.2 Гидравлический расчет плотины и НБ

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p, который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС–$Q_{\text{ГЭС}}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

(n - 1) при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$;

Определяется расчётный расход; сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{осн.макс}} - (\tfrac{3}{4})Q\text{гэс} \tag{6.12}$$

$Q_{\text{осн.макс}}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом работа 3 гидроагрегатов из 4.

$$Q_{\text{р}} = 1797 - 1100 \cdot (\tfrac{3}{4}) = 972\,\tfrac{\text{м}^3}{\text{с}}, \tag{6.13}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{р}}}{q_{\text{в}}}, \tag{6.14}$$

где $q_{\text{в}}$– удельный расход на водосливе, равный

$$q_{\text{в}} = 1{,}25 \cdot q_p\ , \tag{6.15}$$

где $q_{\text{р}}$ - удельный расход на рисберме.

$$q_{\text{р}} = [v_h]h_{\text{нб}}. \tag{6.16}$$

где $h_{\text{нб}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla\text{НБ} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн.макс}}, h_{\text{нб}} = 4.25$ м;

$[\upsilon_h]$ – допустимая скорость на рисберме, для крупного песка слагающего дно реки $[v_h] = 3.3$ м/с.

Таким образом:

$$q_p = 3{,}3 \cdot 4{,}25 = 14{,}02\ \text{м}^3/\text{с}\ ; \tag{6.17}$$

$$q_{\text{в}} = 1{,}25 \cdot 14{,}02 = 17{,}53\ \text{м}^3/\text{с}\ ; \tag{6.18}$$

$$B = \frac{972}{17{,}53} = 55{,}44\text{м}. \quad (6.19)$$

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Округляю B до 60 метров, принимаю $n = 6$ количество пролетов по 10 метра.

Уславливаюсь, что каждый бык является разрезным с шириной 3 метра. Получаю 6 быков. Таким образом, ширина водосливного фронта без быков 60 метров, с быками 78 метр.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

В курсовом проекте рассчитываем криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}}\right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А, m = 0,49,

B - принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{972}{0{,}49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 3{,}82 \text{ м}. \quad (6.21)$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{р}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}}\right)^{2/3}, \quad (6.22)$$

где $\sigma_{\text{п}}$ - коэффициент подтопления (принимается равным единице)

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

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (6.23)$$

где b - ширина одного пролёта, b = 10 м;

n –количество пролетов, n = 6;

ξ_0 – коэффициент зависящий, от расположения быка в плане, принимают по [22, таблица 6-8, 6-9], $\xi_0 = 0{,}3$;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимаю по [22, рис. 6-10], ξ = 0,7.

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2 \cdot \frac{0{,}7+(6-1)0{,}3}{6} \cdot \frac{3{,}82}{10} = 0{,}97. \quad (6.24)$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{972}{0{,}49 \cdot 0{,}97 \cdot 1 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 3{,}89 \text{ м}. \quad (6.25)$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.26)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,

$\alpha = 1{,}1$ коэффициент Кориолиса,

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1)\delta_{\text{б}})}, \quad (6.27)$$

где ∇НПУ и ∇ДНА отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

B - полная ширина с учётом быков;

$\delta_{\text{Б}}$ – толщина быка, $\delta_{\text{б}} = 3$м.

$$V_0 = \frac{972}{(114-90{,}3) \cdot (60+(6-1) \cdot 3)} = 0{,}55 \text{ м/с}. \quad (6.28)$$

Таким образом:

$$H = 3{,}89 - \frac{1{,}1 \cdot 0{,}55^2}{2 \cdot 9{,}81} = 3{,}88 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Напор должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду, округляю до $H_{\text{ст}} = 4$ метров [23].

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 114 - 4 = 110 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Отметка гребня быка :

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1{,}6 \cdot H_{\text{ст}} = 110 + 1{,}6 \cdot 4 = 116{,}4 \text{ м} \quad (6.31)$$

Принимаем проектную отметку гребня плотины $\nabla\text{ГП} = 116.4$, наибольшую отметку из: ∇ГБП = 115,91м и ∇ГБ=116,4м.

6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода (принятие окончательной отметки ФПУ)

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

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} \tag{6.32}$$

здесь

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{С}} \tag{6.33}$$

где $Q_{\text{ГЭС}}$ − расход воды, проходящий через все агрегаты здания ГЭС;

$Q_{\text{С}}$ − расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения;

B – сумма всех пролетов, включая дополнительный, если он назначен.

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m\ \sigma_{\text{сж}}\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} \tag{6.34}$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0{,}2\xi \cdot \frac{\text{H}_{01}}{b} \tag{6.35}$$

Таким образом:

$$Q_{\text{гэс}} = 2017 - 1100 = 917\,\frac{\text{м}^3}{\text{с}}; \tag{6.36}$$

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{917}{0{,}49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81)}} \right)^{2/3} = 3{,}67 \text{ м}, \tag{6.37}$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0{,}2 \cdot 0.7 \cdot \frac{3.82}{10} = 0.95 \tag{6.38}$$

$$\text{H}_{02\text{пов}} = (\frac{917}{0{,}49 \cdot 0{,}95 \cdot 1 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81}})^{2/3} = 3.81 \text{ м}. \tag{6.39}$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_{0\text{пов}}^2}{2g}, \tag{6.40}$$

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_{\text{Б}})} \tag{6.41}$$

Следовательно,

$$V_{0\text{пов}} = \frac{917}{(115-90{,}3)(60+(6-1)3} = 0{,}5 \text{ м/с}, \tag{6.42}$$

$$\text{Н}_{\text{пов}} = 3.81 - \frac{1{,}1 \cdot 0{,}5^2}{2 \cdot 9{,}81} = 3.8 \text{ м}. \tag{6.43}$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} \tag{6.44}$$

$$\nabla\text{ФПУ}_{\text{р}} = 110 + 3.8 = 113.8 \text{ м}. \tag{6.45}$$

Расчётная отметка $\nabla ФПУ$ оказалась меньше заданной, следовательно, принимаю $\nabla ФПУ = 115$ метров, достаточная для пропускной способности.

6.2.4 Расчет сопряжения потока в НБ (определение сопряжённых глубин)

Вычисляю критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + \sum \delta_{\text{Б}})^2 \cdot g}}, \tag{6.46}$$

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{1{,}1 \cdot 972^2}{(60+6 \cdot 3)^2 \cdot 9{,}81}} = 2.59 \text{ м}. \tag{6.47}$$

Вычисляю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$\text{Т}_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна} \tag{6.48}$$

$$\text{Т}_0 = 114 - 90{,}3 = 23{,}7 \text{ м}. \tag{6.49}$$

Вычисляю отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}$ и определяю значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [22, таблица 9-10].

$$\xi_{T_0} = \frac{23,7}{2.59} = 9.14 \quad (6.50)$$

$$\varphi = 0,95. \quad (6.51)$$

По графику М.Д. Чертоусова [22, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют ξ_c и ξ_c''.

$$\xi_c = 0,25, \quad (6.52)$$

$$\xi_c'' = 2,7. \quad (6.53)$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр} \quad (6.54)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр}. \quad (6.55)$$

Таким образом

$$h_c' = 0.25 \cdot 2.59 = 0.65 \text{ м}, \quad (6.56)$$

$$h_c'' = 2.7 \cdot 2.59 = 7 \text{ м}. \quad (6.57)$$

Глубина в НБ при $Q_{осн.max}$ = 1797 (м^3/с), $h_{НБ}$ = 4,25 м, (h_c''>$h_{НБ}$), проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижнем бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. В роли гасителей принимаю две водобойные стенки.

6.2.5 Расчет параметров водобоя и принятых гасителей

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д. Домбровского

$$\delta_в = 0,15 v_c \sqrt{h_c'}. \quad (6.58)$$

Скорость в сжатом сечении:

$$\mathcal{V}_{\text{с}} = \frac{Q_p}{(B+\sum \delta_{\text{б}})\cdot \grave{h_c}} = \frac{972}{(60+3\cdot 6)0.65} = 19.23 \text{ м/с.} \quad (6.59)$$

Отсюда:

$$\delta\text{в} = 0.15 \cdot 19.23 \cdot \sqrt{0.65} = 2.32 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Расчёт высоты водобойной стенки $h_{\text{ст}}$ проводят, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, рассчитываю высоту водобойной стенки $h_{\text{ст}}$ по формуле:

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}} \quad (6.61)$$

где σ – коэффициент запаса, принимаем равным 1,1.

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

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2q(\sigma h_c^{//})^2}, \quad (6.62)$$

$$q = \frac{Q_{\text{р}}}{\text{В}+\sum \delta\text{Б}} = \frac{972}{60+6\cdot 3} = 12.46 \ \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.63)$$

$$\text{Н}_{\text{ст}} = (\frac{12.46}{0.49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81}})^{2/3} - \frac{1.1 \cdot 12.46^2}{2 \cdot 12.46 \cdot (1.1 \cdot 7)^2} = 3.09 \text{ м,} \quad (6.64)$$

$$h_{\text{ст}} = 1{,}1 \cdot 7 - 3.09 = 4.61 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Вычисляю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$\text{Т}_0 = h_{\text{ст}} + \text{Н}_{\text{ст}} \quad (6.66)$$

$$\text{Т}_0 = 4{,}61 + 3.09 = 7.7 \text{ м.} \quad (6.67)$$

Вычисляю отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}}$ и определяю значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [22, таблица 9-10].

$$\xi_{\text{Т}_0} = \frac{7{,}7}{2{,}59} = 2{,}97 \quad (6.68)$$

$$\varphi = 1. \tag{6.69}$$

По графику М.Д. Чертоусова [22, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют ξ_c и ξ_c''.

$$\xi_c = 0{,}44, \tag{6.70}$$

$$\xi_c'' = 1{,}9. \tag{6.71}$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{\text{кр}}, \tag{6.72}$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{\text{кр}}. \tag{6.73}$$

Таким образом

$$h_c' = 0{,}44 \cdot 2{,}59 = 1{,}14 \text{ м}, \tag{6.74}$$

$$h_c'' = 1{,}9 \cdot 2{,}59 = 4{,}92 \text{ м}. \tag{6.75}$$

Так как $h_c'' > h_{\text{НБ}}$ при $Q_{0.1\%}$, (4.92м >4,25м) проектируется вторая водобойная стенка.

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2q(\sigma h_c'')^2} \tag{6.76}$$

$$\text{H}_{\text{ст2}} = \left(\frac{12.46}{0.49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9.81}}\right)^{2/3} - \frac{1.1 \cdot 12.46^2}{2 \cdot 12.46 \cdot (1.1 \cdot 4{,}92)^2} = 2{,}97 \text{ м}, \tag{6.77}$$

$$h_{\text{ст}} = 1{,}1 \cdot 4{,}92 - 2{,}97 = 2{,}44 \text{ м}. \tag{6.78}$$

Вычисляю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$\text{T}_0 = h_{\text{ст}} + \text{H}_{\text{ст}} = 2{,}44 + 2{,}97 = 5{,}42 \tag{6.79}$$

Вычисляю отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}$ и определяю значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [22, таблица 9-10].

$$\xi_{T_0} = \frac{5{,}42}{2{,}59} = 2{,}09 \quad (6.80)$$

$$\varphi = 1. \quad (6.81)$$

По графику М.Д. Чертоусова [22, рис. 9.55] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют ξ_c и ξ_c''.

$$\xi_c = 0{,}6, \quad (6.82)$$

$$\xi_c'' = 1{,}55. \quad (6.83)$$

Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр}, \quad (6.84)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{кр}. \quad (6.85)$$

Таким образом

$$h_c' = 0{,}6 \cdot 2{,}59 = 1{,}56 \text{ м}, \quad (6.86)$$

$$h_c'' = 1{,}55 \cdot 2{,}59 = 4{,}02 \text{ м}. \quad (6.87)$$

Так как $h_c'' < h_{НБ}$ при $Q_{0.1\%}$, (4.02м $<$ 4.25м) получаем затопленный прыжок.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, пример представлен на рисунке 6.1. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

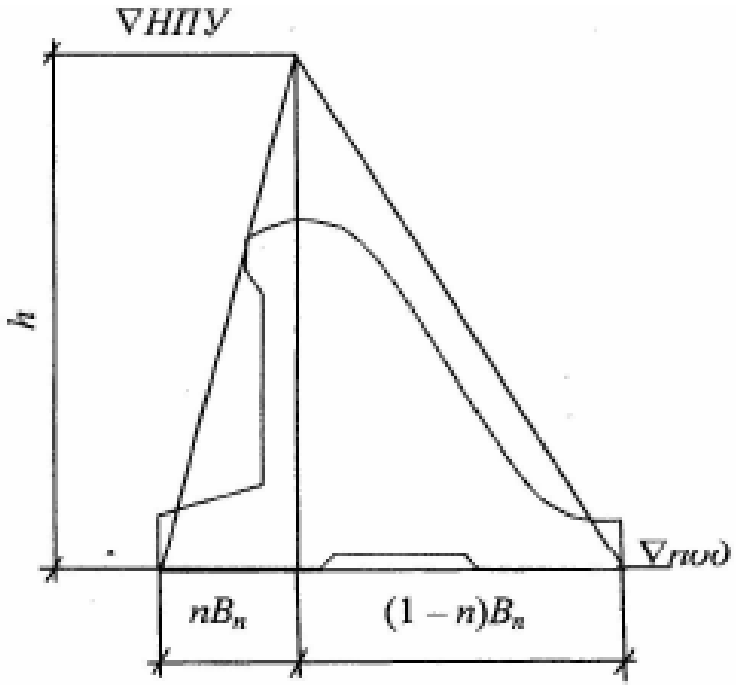


Рисунок 6.1 – Схема треугольного профиля плотины.

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:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_б}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-a_1}}, \tag{6.88}$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$\rho_Б$ и ρ_w плотности бетона и воды, $\rho_Б = 2400\frac{м^3}{кг},\ \rho_w = 1000\frac{м^3}{кг}$.

Высота плотины равная:

$$h = ∇НПУ - ∇под = 114 - 86 = 28\ м, \tag{6.89}$$

Отметка подошвы:

$$∇под = ∇Дно - \delta_в = 90{,}3 - 4{,}3 = 86\ м. \tag{6.90}$$

Таким образом:

$$B_n^I = \frac{28}{\frac{2400}{1000}(1-n)+n(2-n)-0.5}, \quad (6.91)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\tan\varphi(\frac{\rho_б}{\rho_w}+n-a_1)}, \quad (6.92)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый для I класса сооружения 1,25 [25];

φ - угол внутреннего трения грунта основания, принимаем для крупного песка $\varphi = 28°$ [25];

Таким образом:

$$B_n^{II} = \frac{1{,}25 \cdot 28}{\tan 28°(\frac{2400}{1000}+n-0{,}5)}, \quad (6.93)$$

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

Точка пересечения кривых позволяет определит ширину подошвы водосливной плотины. Точка пересечения определяется на рисунке 6.2 и таблице 6.2.

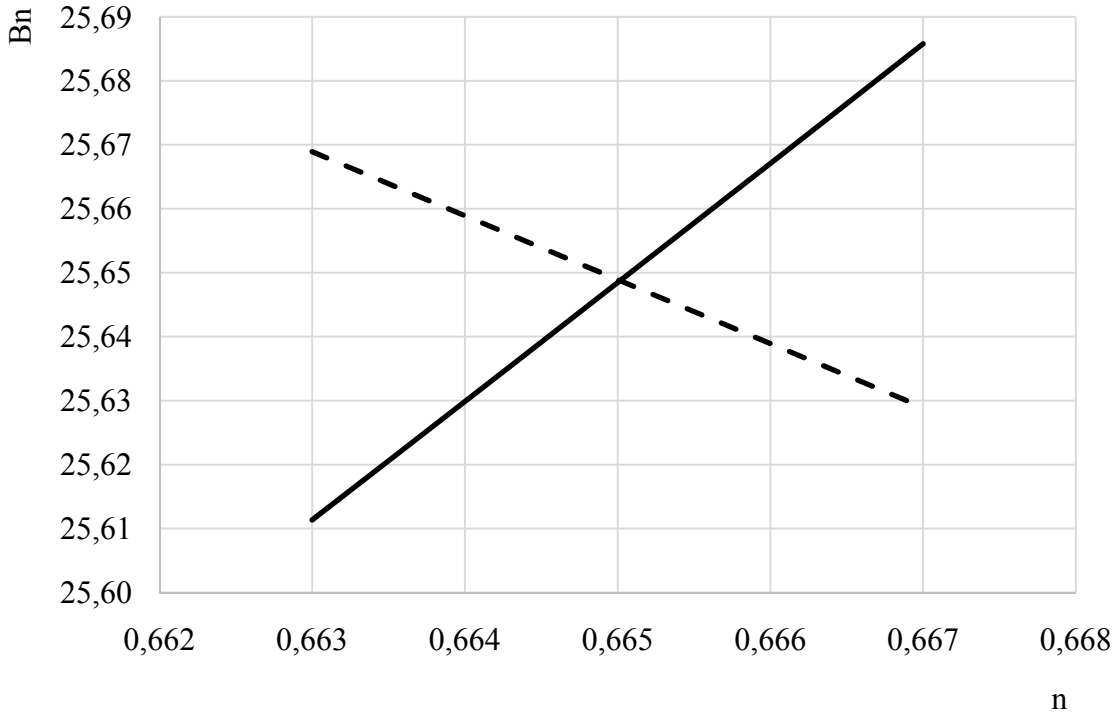


Рисунок 6.2. - Пересечение кривых $\boldsymbol{B_n^I = f(n)}$ и $\boldsymbol{B_n^{II} = f(n)}$

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

n	0,663	0,664	0,665	0,666	0,667
BnI	25,61	25,63	25,65	25,67	25,69
BnII	25,67	25,66	25,65	25,64	25,63

Графики пересекаются в точке n = 0.665 и ширина подошвы $\boldsymbol{B_n = 26,65}$ м.

Из-за малой величины вертикальной составляющей гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа увеличиваем ширину подошвы до 27,85 м.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

В плотинах на нескальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. На гравийно-песчаных - через 2 пролета. Расстояние между температурно-осадочными швами 26 м.

В водосбросных секциях с 2-мя пролетами для уменьшения температурных напряжений устраивают швы-надрезы между быком и водо-сливом от гребня до фундаментной плиты.

Деформационные температурно-осадочные швы устраивают вертикальными шириной 4 см в верхней части и 1см в пределах фундаментной плиты. Ширина швов-надрезов - 1 см.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

6.3.3 Быки

Согласно рекомендации для b=10 м, толщина быка принимается в диапазоне от $0,12 \cdot b$ до $0,16 \cdot b$. Примерная толщина разрезного быка принимается равной 3 м. Разрезной бык состоит из двух полу быков. При этом толщину пазового перешейка быка назначаю 2 м.

Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимают примерно на 2 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа.

6.3.4 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 14.5 м.

Принимаю нижнюю. галерею для устройства дренажа шириной 3 м и высотой - 3 м и верхние смотровые 1,5м и 2м.

6.3.5 Элементы подземного контура плотины

6.3.5.1 Понур

Проектируем гибкий малопроницаемый понур из глины. Толщина понура вместе соединения с плотиной:

$$\delta_{\text{пон}} \geq \frac{\text{Н}}{J_{\text{пон}}} = \frac{22{,}98}{10} = 2{,}3 \text{ м.} \quad (6.94)$$

где $J_{\text{пон}} -$ допускаемый градиент фильтрационного потока для материала понур, глины, принимается равным 10;

Н - полный напор на плотине;

$$\text{Н} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБmin} = 114 - 91{,}02 = 22{,}98 \text{ м,} \quad (6.95)$$

где ∇УНБ min $= 91{,}02$ м, определяется при $Q_{\text{ВХК}} = 200\text{м}^3/\text{с}$.

Принимаем ширину понура $\delta_{\text{пон}} = 4.3$ м.

Длина понура:

$$l_{\text{п}} = 1{,}34 \cdot \text{Н} = 1{,}34 \cdot 22{,}98 = 30{,}79 \text{ м.} \quad (6.96)$$

6.3.5.2 Шпунт

Толщина железобетонного шпунта 15 см.

Из-за наличия в основании на доступной глубине водонепроницаемого грунта (известняка) шпунт заглубляют в него на 1 м. Длину устраиваемого у верхней грани шпунта фундаментной плиты, принимают равной 19м.

6.3.5.3 Дренажные устройства в основании

Применяют двухслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы, фундаментной плиты, толщиной 0.3 м.

Отвод воды из дренажа под плотиной произвожу через галереи.

6.3.5.4. Зубья

Основные размеры зубьев принимаю по [24, страница 201]. Глубина верхового и низового зубьев 2м, ширина по низу 8.8 м. Размеры низового зуба при водобойной плите: глубина -2м, ширина по низу - 6.3м.

6.4 Конструктивные элементы НБ

6.4.1 Водобой

Толщина водобоя просчитана ранее. И равна 2,32 м.
Длина водобоя:

$$l_{\text{в}} = 2 \cdot l_{\text{пр}} = 2 \cdot 2{,}5(1{,}9 \cdot h_c'' - h_c') =$$
$$= 2 \cdot 2{,}5(1{,}9 \cdot 7 - 1.56) = 30 \text{ м}. \quad (6.97)$$

6.4.2 Рисберма

Рисберма– участок за водобоем, предназначенный для успокоения и растекания потока. Конструкция рисбермы по течению должна постепенно облегчаться. Плиты расположены в шахматном порядке. Размер плит в плане 10×13 м. Кроме того, плиты имеют дренажные отверстия диаметром 0,2 м на расстоянии 13 м друг от друга.

Примем 3 плиты рисбермы и длиной 10 м.

Толщина плит рисбермы принимается приблизительно по следующей схеме:

Первая плита имеет толщину, равную 2/3 толщины водобойной плиты:

$$\delta_{\text{р1}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{в}} = \frac{2}{3} \cdot 2{,}32 = 1{,}56 \text{ м}; \quad (6.98)$$

Вторая плита имеет толщину, равную 2/3 толщины первой плиты:

$$\delta_{\text{р2}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{р1}} = \frac{2}{3} \cdot 1{,}56 \approx 1{,}04 \text{ м}; \quad (6.99)$$

Для третьей плиты толщина будет равна 2/3 толщины второй плиты:

$$\delta_{\text{р3}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{р2}} = \frac{2}{3} \cdot 1{,}04 \approx 0{,}69 \text{ м}; \quad (6.100)$$

6.4.3 Ковш

Концевой участок рисбермы выполняется в виде ковша. Глубина ковша определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{V_{\text{н}}}} \quad (6.101)$$

где K_p - коэффициент, зависящий от условий размыва, принимается равным 1,1;

$V_н$ - не размывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока $h_{НБ}$ = 1 м, принимаем 0,7.

$q_р$ - удельный расход на рисберме;

$$q_p = \frac{Q_р}{В_к} = \frac{972}{78} = 12.46 \frac{м^2}{с}, \quad (6.102)$$

$$h_{max} = 1.1 \cdot \sqrt{\frac{12.46}{0,7}} = 4,62 \text{ м}. \quad (6.103)$$

Принимается уклон откосов ковша 1:2.

Ширина по дну ковша:

$$2 \cdot h_{кр} = 2 \cdot 2.59 = 5.18 \text{ м}. \quad (6.104)$$

6.5 Определение основных нагрузок на плотину.

В данной разделе производим сбор нагрузок на расчетное сечение на отметке 88,0 м.

Площадь определяем с помощью программы AutoCAD.

6.5.1 Фильтрационные расчеты

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует ∇НПУ =114м, нижнего бьефа - $\nabla УНБ_{min}$ =91,02 м, при пропуске санитарного расхода $Q_{сан}$ =200м^3/с.

Для нескальных оснований используем метод удлиненной контурной линии.

Подземный контур плотины со всеми элементами вычерчивают в определенном масштабе.

Устанавливают расчетную глубину фильтрации Тр относительно дна русла реки. Для этого вначале находят глубину активной зоны фильтрации Та относительно дна русла для однородного проницаемого основания (без водоупора).

$$\frac{l_0}{s_0} = \frac{44.7}{18.7} = 2.4 \quad (6.105)$$

где $l_0 = 44.7$ м $-$ длина проекции подземного контура на горизонталь;

$s_0 = 18.7 -$ длина проекции подземного контура на вертикаль.

Так как $1.0 < \frac{l_0}{s_0} < 3.4$, $T_{акт}$ находится как:

$$T_{\text{акт}} = 0.8 \cdot S_0 + 0.5 \cdot l_0 = 0.8 \cdot 18.7 + 0.5 \cdot 44.7 = 37.31 \text{ м}. \quad (6.106)$$

В нашем случае $T_{\text{акт}} > T_{\text{деств}}$, $37.31\text{м} > 22.5\text{м}$, принимается $T_{\text{расч}} = T_{\text{деств}} = 22.5$ м – глубина залегания водоупора (известняк).

Далее вычисляют $T_{ср}$ – среднее расстояние от отдельных горизонтальных участков подземного контура до водоупора

Определим среднюю глубину залегания водоупора $T_{\text{ср}}$:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1+T_2+T_3}{3} = \frac{21.5+18.2+20.2}{3} = 20 \text{ м}. \quad (6.107)$$

$$\lambda_{\text{вх}} = \lambda_{\text{вх}} = 0{,}44T_{\text{ср}} = 0{,}44 \cdot 20 = 8.8 \text{ м}. \quad (6.108)$$

В обе стороны от концов действительной длины развернутого подземного контура откладываем отрезки, равные $\lambda_{\text{вх}} = \lambda_{\text{вх}} = 0{,}44T_{\text{ср}}$. Этими отрезками учитываются потери напора на входных и выходных участках контура.

Так как в составе подземного контура имеется железобетонный шпунт, доведенный до водоупора, то вместо реальной длины шпунта вводим виртуальную длину шпунтового элемента: $l_{\text{вирт}} = 50\text{м}$.

Из начальной точки линии удлиненного контура откладывают в выбранном масштабе отрезок, соответствующий напору на сооружение:

$$\text{Н} = \text{УВБ} - \text{УНБ} = 114 - 91{,}02 = 22{,}98 \quad (6.109)$$

Соединяют конец отложенного отрезка с точкой выхода фильтрационного потока в нижний бьеф , в результате получают треугольник потерь напора. Потери напора на отдельных элементах подземного контура снимают с треугольника потерь, и по их величинам строят эпюру фильтрационного противодавления на элементы подземного контура. На чертеже более частой штриховкой показано фильтрационное давление на подошву плотины.

Сила фильтрационного давления под плотиной:

$$W_{\text{ф}} = \frac{S_{\text{эп}}}{\gamma_w}, \quad (6.110)$$

где $S_{\text{эп}}$- площадь эпюры под плотиной, $S_{\text{эп}} = 91\text{м}^2$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 91 \cdot 1000 \cdot 9.81 = 893 \text{ кН} \quad (6.111)$$

6.5.2 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины на единицу длины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b+\delta_{\text{б}}} = \frac{282 \cdot 10 \cdot 2400 \cdot 9{,}81}{10+3} = 5107 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.112)$$

где $\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона;

$S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины, $S_{\text{пл}} = 282\text{м}^2$;

b – ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес бычка плотины определяется аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b+\delta_{\text{б}}} = \frac{675 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9.81}{10+3} = 3667 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.113)$$

где $S_{\text{б}}$ – площадь поперечного сечения быка, $S_{\text{б}} = 675\ \text{м}^2$.

Вес плоского затвора:

$$Q_{\text{з}} \approx 0.055 \cdot f\sqrt{f} \cdot g = 0.055 \cdot 55 \cdot \sqrt{55} \cdot 9.81 = 220{,}08\ \text{кН}, \quad (6.114)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0.5) \cdot b = (115 - 110 + 0.5) \cdot 10 = 55\ \text{м}^2. \quad (6.115)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_{\text{з}} = \frac{Q_{\text{з}}}{b+\delta_{\text{б}}} = \frac{220.08}{10+3} = 16.93 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.116)$$

6.5.3 Сила гидростатического давления воды

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- со стороны верхнего бьефа:

$$T_{в} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot {h_1}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9{,}81 \cdot 26^2}{2} = 3.3 \cdot 10^3\ кН, \quad (6.117)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - 88 = 114 - 88 = 26м$

- со стороны нижнего бьефа:

$$T_{н} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot {h_2}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9{,}81 \cdot 3.02^2}{2} = 44.7кН, \quad (6.118)$$

где $h_2 = \nabla УНБ_{min} - 88 = 91{,}02 - 88 = 3.02\,м$

Из-за наличии на подошве плотины зубьев, гидростатическое давление прикладывают до отметки подошвы между зубьями. При этом исключается необходимость учета горизонтального гидростатического давления на выступы с противоположных сторон.

Из-за наличия наклонной напорной грани вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа определена площадью поперечного сечения тела давления от УВБ до напорной грани:

- со стороны верхнего бьефа:

$$W_{\text{в}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{в}} = 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 180 = 1766 \text{ кН}. \quad (6.119)$$

где $S_{\text{эп}}^{\text{в}}$ - площадь поперечного сечения тела давления, равно 180 м^2.

6.5.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Высота эпюры взвешивающего давления:

$$h_1 = \nabla УНБ_{min} - \nabla ПОД = 91{,}02 - 86 = 5.02\,м \quad (6.120)$$

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 123 \cdot 1000 \cdot 9{,}81 = 1206 \text{ кН} \quad (6.121)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая, равная 123 м^2.

6.5.5 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена для нескальных оснований методом удлиненной контурной линии.

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 91 = 893 \text{ кН} \quad (6.122)$$

где $S_{\text{эп}}$ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, равна 91 м^2.

6.5.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$P_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \tan^2\left(45 - \frac{\varphi}{2}\right) = 9 \cdot 3.5 \cdot \tan^2\left(45 - \frac{20}{2}\right) = 15{,}4 \text{ кН} \quad (6.123)$$

где $\gamma_н$ -удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_н = 9$кН/м^3,

φ - угол внутреннего трения наносов, равен 20∘;

$h_н$ - толщина слоя наносов, 3.5м.

Равнодействующей активного давления наносов на 1 п.м длины плотины:

$$E_н = \frac{P_н \cdot h_н}{2} = (15.4 \cdot 3.5)/2 = 26.95 \ \frac{кН}{м} \quad (6.124)$$

Активное давление грунта глиняного понура со стороны верхнего бьефа направлено в противоположную сторону от плотины, поэтому далее в расчетах не учитывается.

6.5.7 Волновое давление

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right) \quad (6.125)$$

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

$\overline{\lambda}$ - средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3{,}14 \cdot 0.9^2}{7.89} = 0.32 \text{ м} \quad (6.126)$$

Параметры волн определены в п.1.

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 0{,}9 \left(\frac{7{,}89}{3{,}14} + \frac{0{,}32}{2}\right) = 11.8 \text{ кН}, \quad (6.127)$$

Плечо силы $W_{волн}$относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{7.89}{6{,}28} - \frac{3}{8} \cdot 0.9 = 0.92 \text{ м} \quad (6.128)$$

6.6. Расчет прочности плотины - определение напряжений, выполнение условий прочности

6.6.1 Определение напряжений для основного расчетного случая

В курсовом проекте оценка общей прочности плотины проводится в сечении по ее подошве между зубьев на отметке 88,00 м.

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

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Основные нагрузки относительно отметки 88,00 представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_в$	1,0	3300	8,67	28611
$T_н$	1,0	44,7	1	-45
Wв	1,0	1766	10	-17660
$G_б$	0,95	3484	1,84	-6410
$G_{пл}$	0,95	4852	0,13	-631
$W_{взв}$	1,0	1206	0	0
$W_ф$	1,0	893	9,7	8662
Ен	1,2	32,34	3,5	113
$W_{волн}$	1,0	11,8	25,68	303
$q_з$	0,9	15,24	4,84	-74
∑ М	12870			

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполняют по формулам:

- для верховой грани:

1) Для верховой грани:

$$\sigma^u{}_y = -\frac{N}{B_d} + \frac{6\cdot\sum M}{B_d{}^2}, \tag{6.129}$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, равна 12870 кН · м;

B_d – ширина подошвы плотины, равна 27.85 м.

$$N = G_Б + G_{пл} - W_{взв} - W_ф + q_з + W_в = 3484 + 4852 + \\ +1206 - 893 + 15{,}24 + 1766 = 8018 \text{ кН}. \tag{6.130}$$

$$\sigma^u{}_y = -\frac{8018}{27{,}85} + \frac{6\cdot 12870}{27{,}85^2} = -188 \text{ кН/м}^2, \tag{6.131}$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \tag{6.132}$$

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

$H_d^u = 26$ м – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$H_d^t = 2.98$ м - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$m_u = \frac{6.59}{26} = 0.25, \tag{6.133}$$

$$m_t = \frac{16.98}{26} = 0.65 \tag{6.134}$$

$$\sigma_x^u = -188 \cdot 0{,}77^2 - 10 \cdot 26 \cdot (1 - 0{,}77^2) = -217 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \tag{6.135}$$

$$\tau_{xy}^u = \left(\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u\right) \cdot m_u = (10 \cdot 26 - 188) \cdot 0{,}25 = 18 \text{ кН/м}^2 \tag{6.136}$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -188(1 + 0{,}25^2) + \tag{6.137}$$
$$+10 \cdot 26 \cdot 0{,}25^2 = -184 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 26 = -260 к\text{Н/м}^2. \tag{6.138}$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_b} - \frac{6 \cdot \sum M}{{B_b}^2} = -\frac{8018}{27{,}85} - \frac{6 \cdot 12870}{27{,}85} = -387 \text{ к\text{Н/м}}^2. \tag{6.139}$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -387 \cdot 0{,}65^2 - 10 \cdot 2{,}98 \cdot$$
$$\cdot (1 - 0{,}65^2) = -180 \text{ к}Н/м^2 , \tag{6.140}$$

$$\tau_{xy}^t = -\left(\gamma_w \cdot {H^t}_d + {\sigma^t}_y\right) \cdot m_t = -(10 \cdot 2{,}98 - 387) \cdot 0{,}65 = \tag{6.141}$$
$$232 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot {H^t}_d \cdot m_t^2 = -387 \cdot (1 + 0{,}65^2) + 10 \cdot \tag{6.142}$$
$$2.98 \cdot 0{,}65^2 = -538 \text{ кН/м}^2;$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2{,}98 = -29{,}8 \text{ к\text{Н/м}}^2 \tag{6.143}$$

Расчёт краевых напряжений сведу в таблицу 6.4

Таблица 6.4 - Краевые напряжения.

Напряжение	Напорная грань, кН	Низовая грань, кН
σ_y	-188	-387
σ_x	-217	-180
τ_{xy}	18	232
σ_1	-184	-29,8

Окончание таблицы 6.4

Напряжение	Напорная грань, кН	Низовая грань, кН
σ_3	-260	-538

6.6.2 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.144)$$

где $\gamma_n = 1{,}25$ – коэффициент надежности по назначению для 1 класса сооружений;

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

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

$$R_b \geq \frac{1{,}25 \cdot 1 \cdot 538}{1}. \quad (6.145)$$

Таким образом, предварительно принимаю бетон класса В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 672{,}5 \text{ кН/м}^2. \quad (6.146)$$

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.147)$$

$$-188 \text{ кН/м}^2 < 0 \quad (6.148)$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$\left|\sigma_y^u\right| \geq 0{,}25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.149)$$

$$188 \geq 0{,}25 \cdot 10 \cdot 26 = 65 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.150)$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.7. Расчет устойчивости плотины - проверка на сдвиг по основанию

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, т.е. его сопротивлением сдвигу сооружения.

Производим уточнение нагрузок с учетом плоского сдвига по подошве сооружения на отметке 86,00 м и сводим в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Сила, кН
$T_в$	1,0	3850
$T_н$	1,0	124
Wв	1,0	1766
$G_б$	0,95	3685
$G_{пл}$	0,95	5522
$W_{взв}$	1,0	1206
$W_ф$	1,0	893
Ен	1,2	32,34
$W_{волн}$	1,0	11,8
$q_з$	0,9	15,24

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \qquad (6.151)$$

$$R = \left(G_{пл} + G_Б - W_{взв} + W_в - W_ф + q_з\right) \cdot \tan\varphi = \\ = (5522 + 3685 - 1206 + 1766 - 893 + 15.24)0.532 = \\ = 4729 \text{ кН/м} \qquad (6.152)$$

где $tan\varphi = 0{,}51$– внутреннее трение для грунта основания (крупный песок);

$$F = T_в - T_н + W_{\text{волн}} + \text{Е}_\text{н} = 3850 - 124 + 11{,}8 + 32{,}34 = \\ = 3770 \text{ кН/м}. \qquad (6.153)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{4729 \cdot 1}{3717 \cdot 1} \geq 1{,}25\,, \qquad (6.154)$$

$$1{,}25 \geq 1{,}25\,. \qquad (6.155)$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Крапивинской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

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

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Крапивинской ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает

в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Крапивинской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Крапивинской гидроэлектростанции;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции и охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования» [27];
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ» [28];
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328 [29];
- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» [30];
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [31];
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло

привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.2 Охрана труда Крапивиснкой ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения о обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;
- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;
- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- инструктажи во всех подразделениях на Крапивинской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;
- должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;
- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;
- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;
- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;
- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;
- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;
- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;
- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец.обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;
- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;
- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;
- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;
- в производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;
- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);
- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;
- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;
- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;
- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;
- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;
- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;
- капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажом, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;
- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);
- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Общие требования к пожарной безопасности

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждены РАО «ЕЭС России». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель ГЭС обязан:

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

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

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

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

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

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части.

Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.4 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.) [32];
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002 [33];
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999 [34];

- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998 [35];
- Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996 [36];
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ) [37];
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ) [38];
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ) [39];
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ) [40];
- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ) [41];
- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ) [42].
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001 [43];
- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006 [44];
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006 [45];
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Крапивинской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;
- переселение животных и пересадка редких растений;
- переселение населения из зоны затопления.

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- мониторинг водоохранных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

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

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

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных

требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.4.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [46] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации;

• разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

• распашка земель;
• кооперативное и индивидуальное строительство;
• применение ядохимикатов и удобрений;
• организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
• устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

• при эксплуатации ГЭС должно быть обеспеченно минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

• регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

• эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

• при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций.

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;
- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства Крапивинского гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесорубке и лесоочистке.

В санитарном отношении р. Томь является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязненных вод в районе водохранилища не имеется.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду р. Томь невелико и при условии соблюдения водоохранных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище. Перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения природы, сохранения памятников культуры, имеющихся на территории строительства Крапивиснкой ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей природной среде необходимо провести комплексный мониторинг зоны затопления, рассчитать возможный ущерб экосистеме зоны влияния Крапивинского гидроузла с применением современных методик расчета, максимально учитывающих все особенности и уникальность данного региона.

7.4.4 Экологические последствия строительства гидроузла

В таблице Д.1 приложения Д отражены экологические аспекты строительства и эксплуатации Крапивинской ГЭС, а также перечислены основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду.

8 Технико-экономические показатели

Для определения экономической целесообразности строительства ГЭС определим основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости;
- себестоимость электроэнергии;
- величина чистого дисконтированного дохода;
- внутренняя норма доходности.

8.1 Объем продаж

Реализация электроэнергии - это стадия производства электрической энергии, при которой происходит ее сбыт на оптовом или розничном рынке. Результаты продаж электроэнергии представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Интервалы планирования(годы)			
	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Установленная мощность, МВт	167	167	167	167
Число часов использования установленной мощности	7322	7322	7322	7322
Выработка электроэнергии, МВт*ч	1208130	1208130	1208130	1208130
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды, МВт*ч	18121,95	18121,95	18121,95	18121,95
Объем реализации электроэнергии, МВт*ч	1190008,05	1190008,05	1190008,05	1190008,1
Тариф на электроэнергию, руб/МВт*ч	1058	1091	1131	1170
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	104,91	108,19	112,15	116,02
НДС к выручке, млн. руб.	16,00	16,50	17,10	17,69

Увеличение выручки обусловлено ростом тарифов на электроэнергию.

8.2. Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016 - 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.08.2016 г. №92) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;

- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

- Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

- Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,21%.

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

- Период расчета в программе 300 месяцев, период окупаемости 87 месяцев.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2020 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Фонд оплаты труда	243,8	40,23
Прочие расходы	264,0	43,56
Итого	507,8	83,79

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

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

Таблице 8.3 - Удельные значения расходов на ремонт оборудования

%

Этап проекта	Величина
От 1-5	0,06
От 6-15	0,09
От 16-20	0,14

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок, в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» представлены в таблице 4

Таблица 8.4 - Расходы на услуги регулирующих организаций.

Наименование	Ставка	Величина Млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	107,81 тыс. руб. за 1 МВт	17,78
НП АТС (администратор торговой системы)	1,107 руб. за 1 МВт.ч	1,57
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,310 руб. за 1 МВт.ч	0,44
Итого		19,80

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

Текущие затраты по гидроузлу 2022-2025 год приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5– Текущие затраты по гидроузлу

Млн. руб.

Наименование	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	193,46	193,46	193,46	178,04
Расходы на страхование	62,08	57,20	52,33	47,59
Эксплуатационные затраты	83,79	83,79	83,79	83,79
Расходы на ремонт производственных фондов	26,60	24,52	22,43	20,40
Расходы на услуги регулирующих компаний	19,81	19,81	19,81	19,81
Налог на воду	6,84	6,84	6,84	6,84
Итого	392,58	385,62	378,65	356,47

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.2.

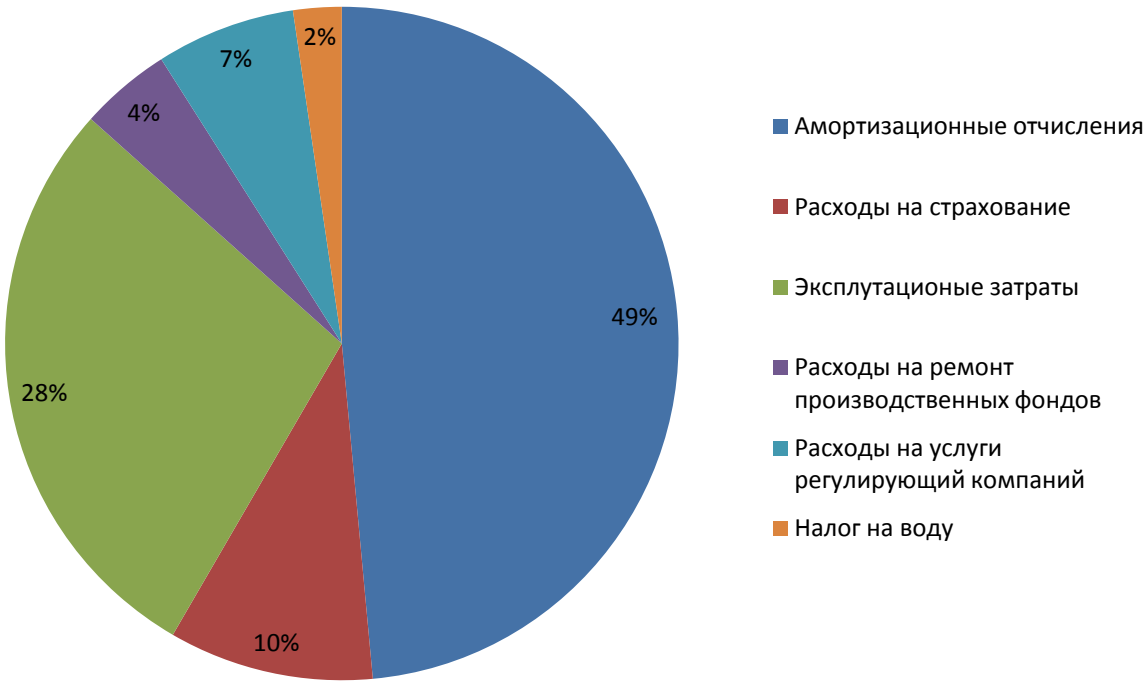


Рисунок 8.1- Структура текущих затрат, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Крапивинской ГЭС. Значительная часть отчисляется

в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. При возведении ГЭС имеется возможность введения льготного периода, что существенно улучшает показатели эффективности Крапивинской ГЭС.

Учтены следующие налоги:

Налог на прибыль – 20%;

НДС – 18% от добавленной стоимости;

Взносы в социальные фонды – 34%;

Налог на имущество – 2,2%

Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022-2025 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Налоговые расходы

млн.руб.

Налоги	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль	209,50	218,72	229,99	243,28
НДС	32,88	245,65	255,03	263,89
Взносы в социальные фонды	4,78	4,78	4,78	4,78
Налог на имущество	55,41	51,16	46,91	42,67
Итого	302,57	520,31	536,70	554,62

8.4 Оценка суммы прибыли

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Крапивинской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках».

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Интервалы планирования			
	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн. руб.	1326,45	1368,23	1421,24	1470,16
Текущие расходы, млн. руб.	392,58	385,62	378,65	356,47
EBITDA (Валовая прибыль), млн. руб.	933,87	982,61	1042,59	1113,69
Скорректированный налог на прибыль млн. руб.	186,77	196,52	208,52	222,74
NOPAT(Чистая прибыль), млн. руб.	747,10	786,09	834,07	890,95
Справочное: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.2.

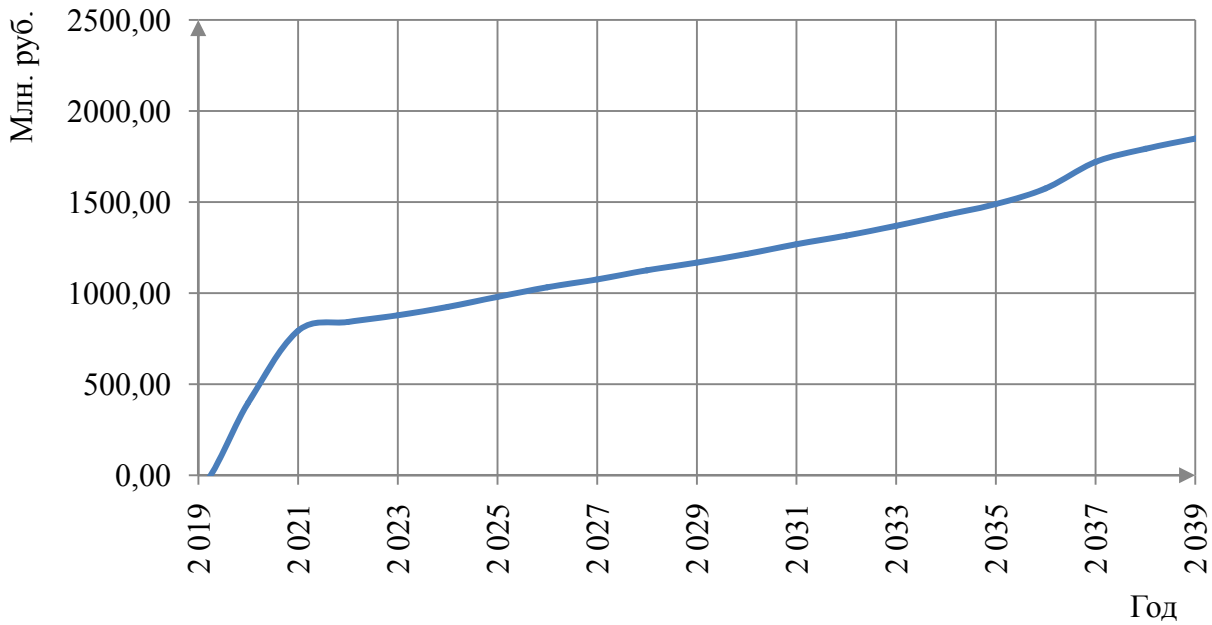


Рисунок 8.2- Сумма чистой прибыли, млн. руб

8.5. Оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

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

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

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Крапивинской ГЭС на реке Томь мощностью 167МВт составляет 25лет;
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все

затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Крапивинской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

8.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Годы	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления, млн. руб.	309,447	527,183	543,568	561,494
В Федеральный бюджет, тыс. руб.	254,003	475,990	496,632	518,790
В региональный бюджет, тыс. руб.	554,144	51,162	46,906	42,673

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.7 Коммерческой эффективности

Цель расчета – определение показателей эффективности инвестиционного проекта.

Результаты финансово-экономического расчета представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9- Результаты финансово-экономического расчета

Ставка дисконтирования	13,5
Период окупаемости - PB, мес	87
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	101
Средняя норма рентабельности - ARR, %	37,59
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	3316,988
Индекс прибыльности - PI	2,68
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	34,01
Модифицированная внутренняя норма рентабельности	18,02
Себестоимость, руб / кВт·ч	0,16
Удельные капиталовложения, руб./кВт	34162,4

8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов

Типы рисков инвестиционного проекта:

-рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;

-капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат в строительство;

-операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период;

- правовые (политические, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;

- финансовые (процентный, валютный) – неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски, им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины чистого дисконтированного дохода к изменениям:

- стоимость строительства по проект;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования.

Оценка влияния стоимости строительства, цены электроэнергии, ставки дисконтирования на величину чистого дисконтированного дохода приведена на рисунках 8.3 - 8.5.

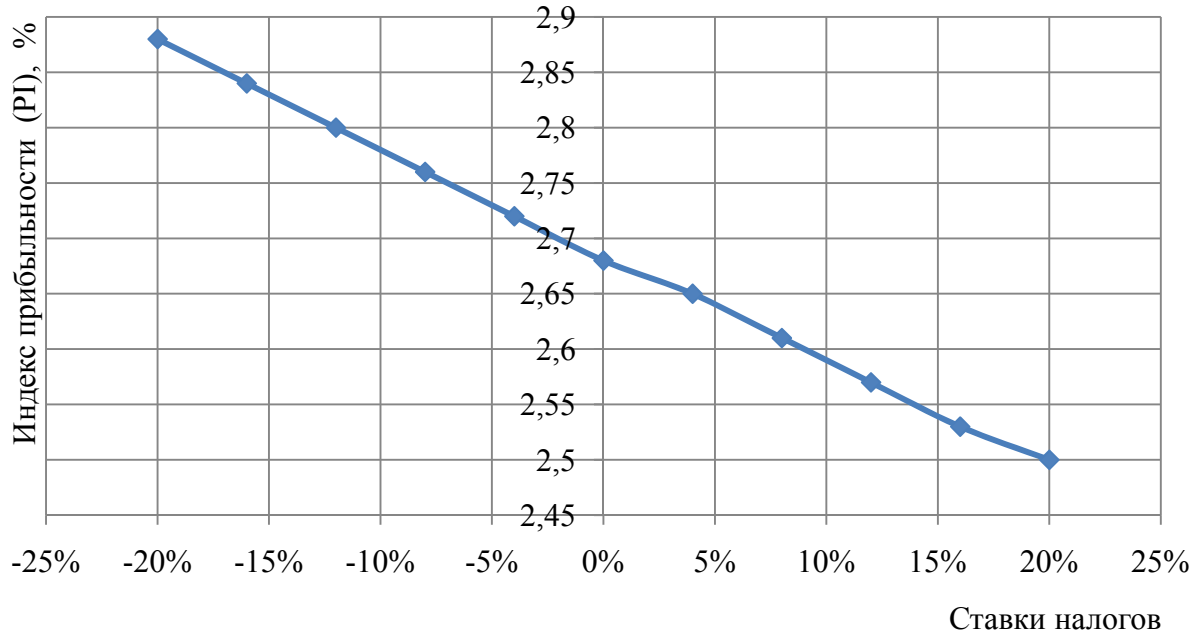


Рисунок 8.3- Изменения индекса прибыльности (PI) от изменения ставки налогов, %

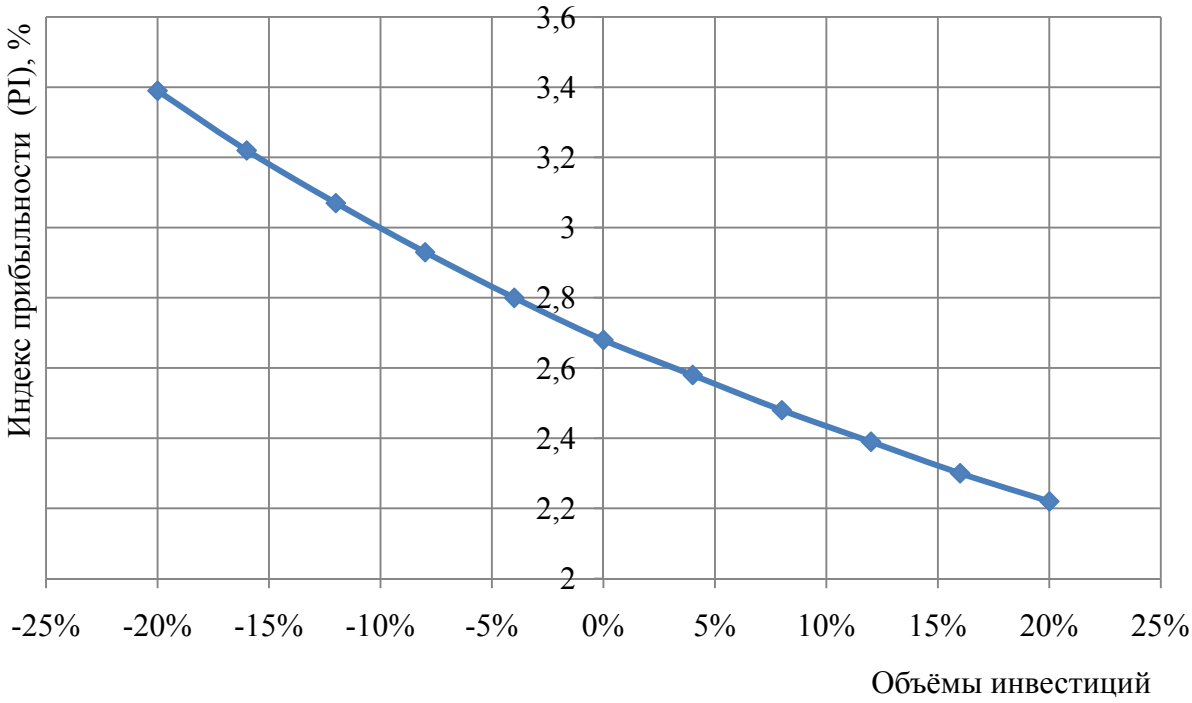


Рисунок 8.4 - Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения объёма инвестиций, %

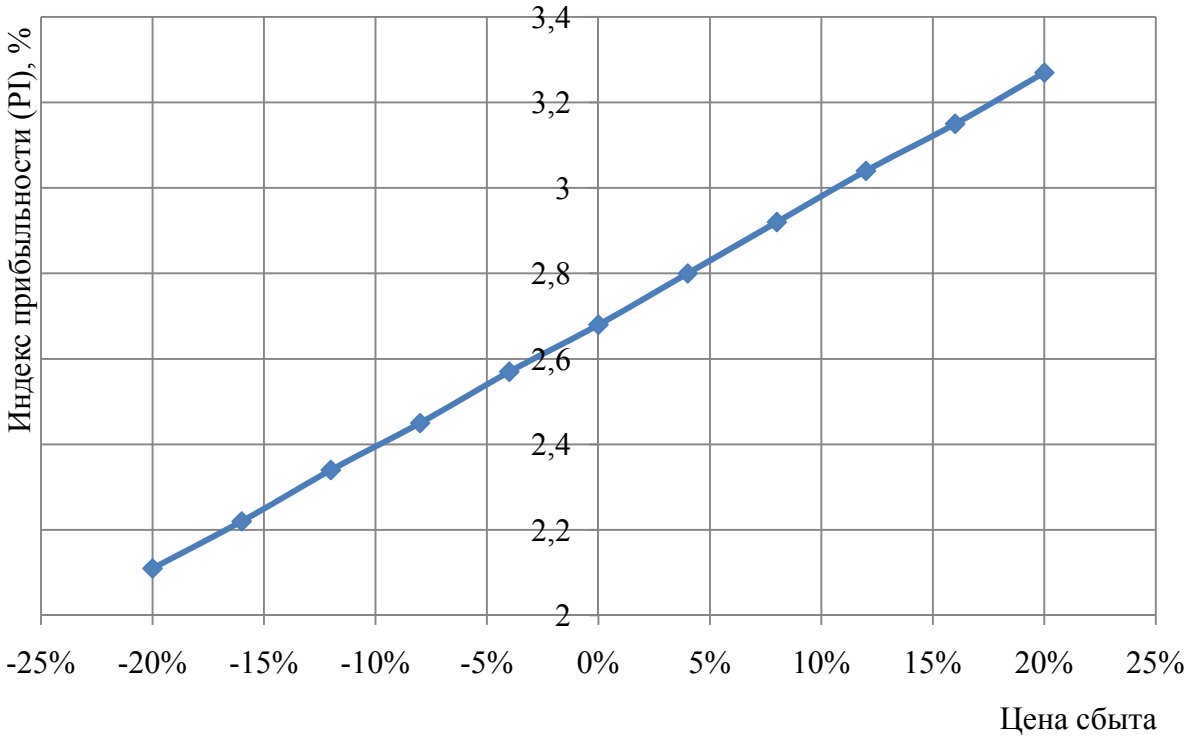


Рисунок 8.5 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения цены сбыта электроэнергии, %

9 Крапивинская ГЭС, как участник Оптового рынка электроэнергии и мощности

Оптовый рынок электроэнергии и мощности — сфера обращения электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых Правительством Российской Федерации. Правила работы на оптовом рынке утверждены постановлением Правительства РФ №1172 от 27.12.2010 г. (ред. от 30.02.2016) [51].

9.1 Краткая экономическая характеристика региона

Структура установленной мощности электрических станций, расположенных на территории энергосистемы Кемеровской области, представлена в таблице 9.1 и на рисунке 9.1.

Таблица 9.1 – Структура установленной мощности электрических станций энергосистемы

Тип электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля от установленной мощности энергосистемы, %
Теплоэлектроцентрали	2392	46
Тепловая электростанция	2472	48
Газотурбинная	298	6
Всего	5162	100

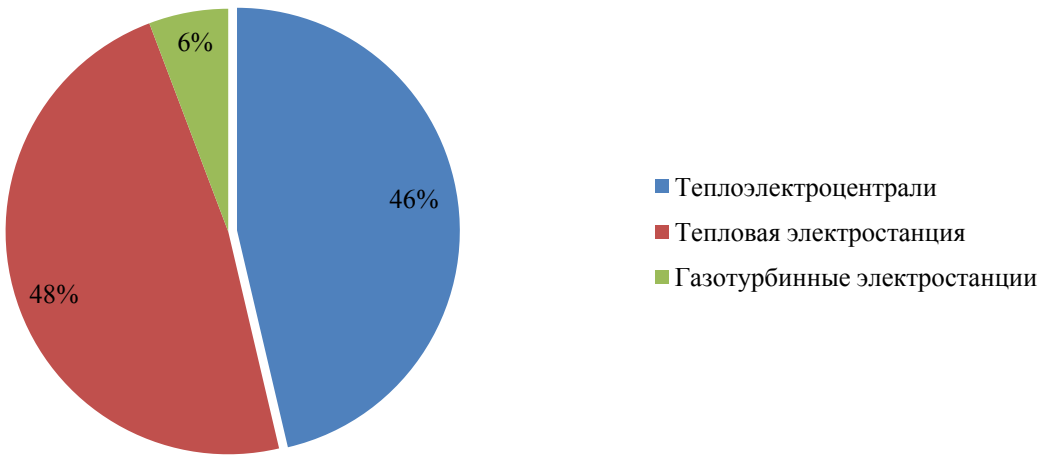


Рисунок 9.1 - Структура установленной мощности электрических станций

Информация об установленной мощности, месторасположении электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, представлена в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Электрические станции, расположенные на территории энергосистемы Кемеровской области

Собственник, наименование электростанции	Установленная мощность, МВт	Место расположения электростанции
1 ОАО "Западно-Сибирская ТЭЦ	-	-
Западно-Сибирская ТЭЦ	600	г. Новокузнецк
2 ООО "Сибирская генерирующая компания"	-	--
Ново-Кемеровская ТЭЦ	565	г. Кемерово
3 ОАО "Южно-Кузбасская ГРЭС"		г. Калтан
Южно-Кузбасская ГРЭС	554	
4. ООО "Сибирская генерирующая компания"	-	-
Кемеровская ГРЭС	485	г. Кемерово
Кузнецкая ТЭЦ	108	г. Новокузнецк
Кемеровская ТЭЦ	80	г. Кемерово
Новокузнецкая ГТЭС	298	г. Новокузнецк
5 ОАО "Кузбассэнерго"		
Томь-Усинская ГРЭС	1272	г. Мыски
Беловская ГРЭС	1200	г. Белово

9.2 Анализ динамики и режимов электропотребления Кузбасской энергосистемы на период 2013-2022 г.

Анализ динамики потребления ЭС Кемеровской области выполнен в соответствии с Приказом Минэнерго России от 01.03.2016 №147 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 - 2022 годы" [52]. Региональная структура перспективных балансов электрической энергии ЭС Кемеровской области построена с учетом вводов с высокой вероятностью реализации на 2016 - 2022 годы и представлена в таблице 9.3. По табличным данным построен график, приведенный на рисунке 9.2.

Таблица 9.3 - Региональная структура перспективных балансов электрической энергии на 2016 - 2022 годы.

	Факт			Прогноз						
Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность (собственный максимум)	4711	4606	4534	4587	4562	4567	4567	4567	4594	4611
Покрытие (установленная мощность)	5495,34	5495,34	5495,34	5495,34	5495,34	5495,34	5495,34	5495,34	5495,34	5495,34

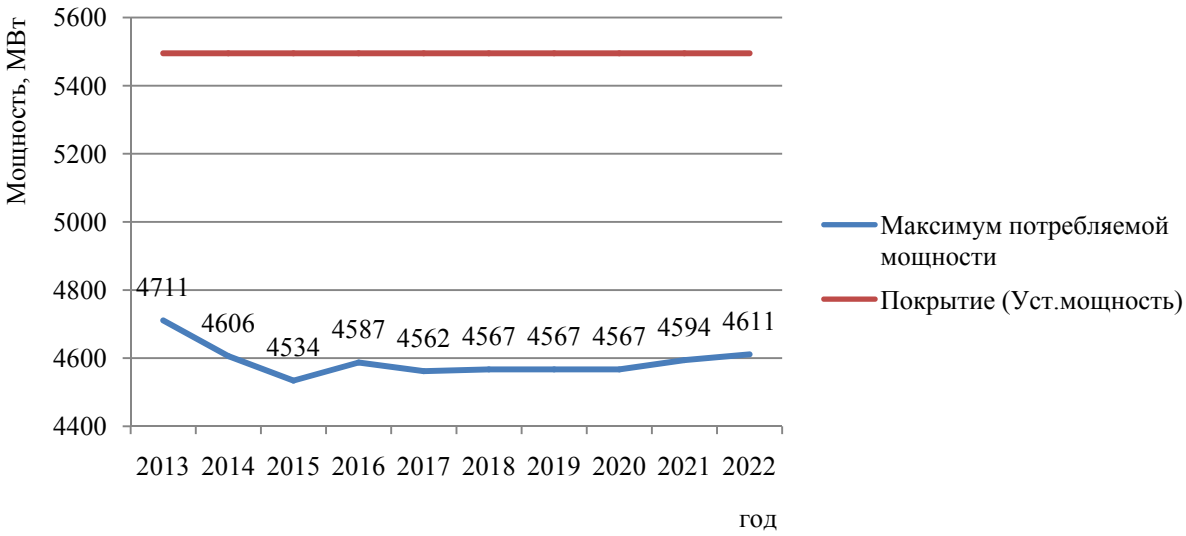


Рисунок 9.2 - Региональная структура перспективных балансов электрической энергии на 2016 - 2022 годы.

Динамика приростов фактического электропотребления в 2013, 2015 и 2016 годах по Кемеровской области на основе оперативных данных «СО ЕЭС» [53], переданных Минэнерго РФ представлены в таблице 9.4 и на рисунке 9.3.

Таблица 9.4- Прирост фактического электропотребления в 2014, 2015 гг. по Кемеровской области

Месяц года	% (2014 / 2013)	% (2015 / 2014)
январь	0,96	0,99
февраль	0,98	1,00
март	0,95	1,00
апрель	0,94	1,00
май	0,94	0,98
июнь	0,96	0,97
июль	0,95	1,00
август	0,96	1,01
сентябрь	0,96	1,01
октябрь	0,99	0,97
ноябрь	1,04	0,99
декабрь	1,04	0,96

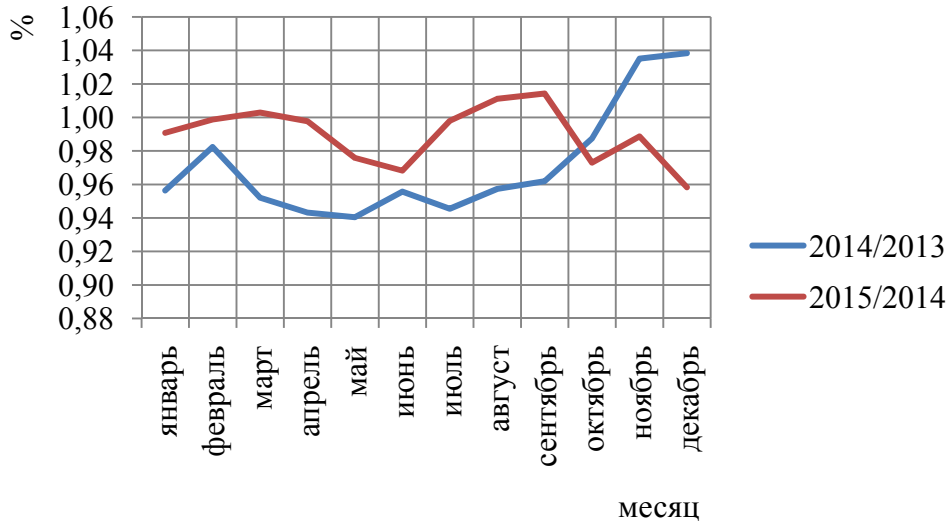


Рисунок 9.3 - Прирост фактического электропотребления в 2014, 2015 гг. по Кемеровской области

По отчетным и прогностическим данным выработки и потребления электроэнергии электростанциями операционной зоны Кузбасского РДУ за 2013-2022 гг. составим таблицу 9.5 и построим график на рисунке 9.4.

Таблица 9.5 - Выработка и потребление электроэнергии ЭС Кемеровской области за 2013-2022гг

	Факт			Прогноз						
Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность, млн. кВт*ч	33118,7	32183,2	31839,5	31810	31521	31616	31634	31698	31803	31926
Покрытие, млн. кВт*ч	20021,9	21406,4	25693,1	21725	19324	19449	19584	19834	20011	20231

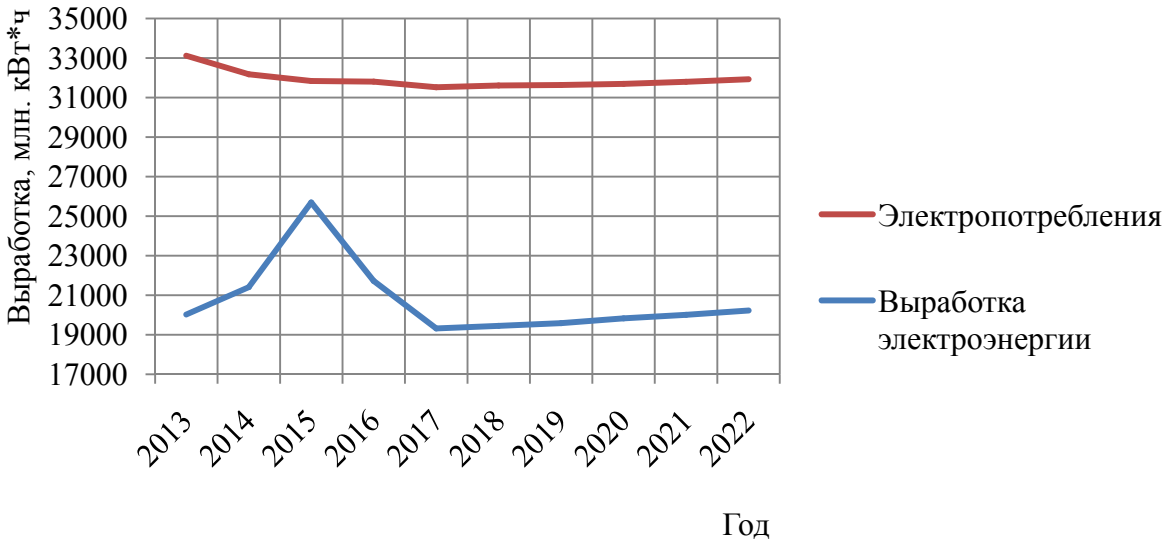


Рисунок 9.4 - Выработка и потребление электроэнергии ЭС Кемеровской области за 2013-2022 гг

Превышение электропотребления над выработкой говорит о том, что в области требуется дополнительный источник электроэнергии. Крапивинский гидроузел призван решить комплекс задач:

- снижение узловые цен на электроэнергию;
- обеспечение выработки 1.216 млрд кВт·ч в год экологически чистой электроэнергии (0.06% от общей выработки Кузбасса);
- обеспечение регулирования частоты и перетоков мощности в ЭС Кемеровской области (покрытие пиков графиков нагрузки);
- а так же ряд задач, связанных с качеством водоснабжения, судоходством, рекреацией и др.

Одной из особенностей рынка электрической энергии Кузбасской ЭС является то, что существенная доля потребления электроэнергии приходится на энергоемкие производства, что в свою очередь обуславливает значительную часть графика нагрузки/потребления и, как следствие, обеспечивает стабильный уровень спроса на электроэнергию. Эффективность использования установленной мощности электростанций зависит от многих факторов:

- типа установленного оборудования;
- готовности оборудования к несению максимальной (минимальной) нагрузки;
- участия оборудования в режимах “глубоких” разгрузок и покрытии “пиковых” нагрузок суточных диспетчерских графиков;
- работы оборудования в базовом режиме с постоянной нагрузкой;
- изменение величины нагрузки других электростанций.

9.3 Состав ОРЭМ

9.3.1 Рынок электроэнергии

Крапивинская ГЭС в условиях оптового рынка осуществляет торговлю двумя различными товарами: электроэнергией и мощностью. Они, несмотря на несомненную взаимосвязь, рассматриваются как отдельные товары.

В ценовых зонах оптового рынка торговля электрической энергией и мощностью осуществляется как по *регулируемым ценам*, так и по *свободным*.

Торговля электрической энергией по нерегулируемым ценам осуществляется в рамках следующих секторов в ценовых зонах оптового рынка:

- рынок на сутки вперёд (РСВ), на котором покупаются/продаются объёмы электроэнергии в объёме, запланированном за сутки до начала поставки.
- балансирующий рынок (БР), на котором торгуются отклонения фактических объёмов производства/потребления от запланированных.
- рынок двусторонних договоров, на котором торговля электрической энергией осуществляется по регулируемым (РД) и свободным двусторонним договорам (СДД).

9.3.2 Рынок мощности

Основой рынка мощности являются проводимые системным оператором конкурентные отборы мощности, а также договоры, закрепляющие обязательства по выполнению инвестиционных программ развития генерации для большинства крупных поставщиков на оптовом рынке.

В ценовых зонах оптового рынка мощность продается по свободным, нерегулируемым ценам, за исключением объемов мощности, соответствующих потреблению населения. Порядок определения этих цен зависит от механизма торговли мощности и устанавливается Правилами оптового рынка [51], а также постановление Правительства Российской федерации от 13.04.2010 №238 "Об определение ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии мощности" [54].

Структура объемов и выручки от реализации электроэнергии (мощности) на ОРЭМ в 1кв. 2016 для Кузбассэнерго представлена в таблице 9.6.

Таблица 9.6 - Структура объемов и выручки от реализации электроэнергии (мощности) на ОРЭМ в.

Электростанция	НГТЭС		ТУ ГРЭС		Бел ГРЭС		Итого	
	Объем, млн.кВт·ч, МВт	Выручка, тыс.руб.	Объем, млн.кВт·ч, МВт	Выручка, тыс.руб.	Объем, млн.кВт·ч, МВт	Выручка, тыс.руб.	Объем, млн.кВт·ч, МВт	Выручка, тыс.руб.
Электроэнергия	7,7	12580,9	2463,2	2161767,0	2601,7	2287965,5	5072,6	4462313
РД	7,2	12202,7	244,2	138096,4	286,3	167768,1	537,7	318067,3
РСВ	0,0	0,0	2035,4	1 881 162,3	2 237,8	2 065 426,6	4 273,2	3 946 598,9
БР	0,5	378,2	183,6	142508,3	77,6	54760,8	261,7	197647,2
СДД	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Мощность	296,5	1342166,3	1198,9	1410276,5	1177,1	2160614,1	2672,5	4913056,8
РД	0,0	0,0	211,3	81934,0	162,1	61421,4	373,3	143355,5
ДПМ	296,5	1342166,3	220,5	840978,2	427,9	1725850,3	944,9	3908994,8
КОМ	0,0	0,0	767,1	487364,2	587,2	373342,3	1354,2	860706,6
ДВР	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выручка всего	1354747,2		3572043,5		4448579,6		9375370,2	

9.4 Балансирование на ОРЭМ

Наличие не только краткосрочных (в пределах часа, суток и т. п.), но и сезонных (в течение года) колебаний нагрузки, приводит к тому, что в течение года некоторый объем генерирующей мощности недогружен. Диспетчер, управляющий работой энергосистемы, не в состоянии регулировать в режиме

реального времени отпуск электроэнергии потребителям в соответствии с договорами на поставку, и потребитель может отбирать электроэнергию с существенными отклонениями от договорных обязательств. *Необходимость оперативного балансирования энергосистемы в условиях переменной нагрузки требует наличия определенного числа маневренных электростанций, способных быстро и в широких пределах менять величину выработки электроэнергии.*

Рынок электроэнергии может нормально функционировать только при условии, что в каждый момент времени обеспечивается баланс производства и потребления. На практике производители электроэнергии допускают отклонения от своих обязательств по генерации электроэнергии.

Невозможность создания запасов готовой продукции приводит к необходимости создания резервов генерирующих мощностей и запасов топлива на электростанциях. Величина резервов нормируется, а затраты на поддержание резервов включаются в стоимость электроэнергии.

К сожалению, в специфических условиях работы ОЭС Сибири есть проблемы при оплате части выработки поставщиков, превышающей объемы регулируемых договоров, вызванные в том числе и особенностями формирования свободных цен на электроэнергию на рынке "на сутки вперед" (РСВ) и на балансирующем рынке (БР), которые возникают по следующим причинам:

1. Плановый баланс составляется задолго до фактического исполнения. Такие факторы, как заполнение водохранилищ ГЭС, отклонение температуры наружного воздуха от среднемноголетних температур, аварийные ремонты основного оборудования и другие причины, не позволяют достоверно запланировать выработку электростанций.

2. Типовые графики, в которых размещается плановый объем выработки, в новых условиях оплачиваются электростанциям по тарифам ФСТ. Они были сформированы исходя из статистики работы электростанций прошлых лет, но режим ОЭС Сибири каждый год разный, особенно - в межсезонье.

3. В соответствии с действующими правилами поставщики ГЭС на полные объемы электроэнергии могут подавать только ценопринимающие заявки. В результате, в ОЭС Сибири суммарные объемы ценопринимания весьма значительны, и зачастую ни одна ценовая ступень не проходит при конкурентном отборе, что способствует формированию рыночных цен на электроэнергию, близких к нулю. А ведь именно по этим ценам оплачивается электроэнергия, выданная станциями сверх объемов регулируемых договоров, основанных на плане ФСТ.

Как следствие указанных факторов, - неопределенность финансовой ситуации для электростанции в процессе выработки электроэнергии, которая может привести к негативным результатам. Станции, план ФСТ которых ниже задаваемого графика, имеют два выхода: нарушая диспетчерскую дисциплину и ставя под угрозу надежность электроснабжения региона, снижать нагрузку до плана ФСТ (получая штрафы за снижение качества мощности), или работая по

графику, выдавать электроэнергию ниже себестоимости (часто по нулевой цене) со всеми вытекающими отсюда финансовыми последствиями.

Точное планирование потребления электроэнергии, а также использование рыночных механизмов позволяет профессиональным участникам оптового рынка минимизировать стоимость приобретаемых на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Основными задачами, которые решаются при формировании сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) региона являются:

1. удовлетворение спроса потребителей электрической энергии и мощности;
2. обеспечение надежного энергоснабжения потребителей;
3. минимизация затрат на производство и поставку электрической энергии и мощности;
4. обеспечение сбалансированности суммарной стоимости электрической энергии (мощности), поставляемой на ОРЭМ и отпускаемой с него;
5. соблюдение качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ.

Сформированные прогнозные балансы производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации являются основой для:

1. расчетов тарифов на электрическую энергию и мощность и размеров платы за указанные в Основах ценообразования услуги, устанавливаемых Федеральной службой по тарифам и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов;
2. разработки и утверждения внутренних балансов электрической энергии и мощности по субъектам Российской Федерации, с учетом электропотребления потребителей — субъектов ОРЭМ;
3. заключения договоров энергоснабжения на розничном рынке и в том числе для определения обязательных объемов поставок для гарантирующего поставщика;
4. формирования топливных балансов по регионам РФ.

9.5 Тарифы на ЭЭ

Тарифы на электроэнергию в Кемеровской области без учета строительства Крапивинской ГЭС представлены в Приложении Е таблица Е.1.

9.6 Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка

Крапивинская ГЭС перед началом эксплуатации должна получить ряд разрешений, подтверждающих ее готовность к работе. В том числе

подтверждение СО, что ГЭС готова к выработке электроэнергии участию в ОПРЧ и др. Генерирующее оборудование признается готовым к выработке электрической энергии, если:

1. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее ОПРЧ);

2. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования при регулировании реактивной электрической мощности, т.е. обеспечено предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;

3. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (далее вторичное регулирование), если это оборудование расположено на ГЭС, а также использования при автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (далее АВРЧМ), если это оборудование расположено на ГЭС установленной мощностью более 100 МВт;

4. участником оптового рынка обеспечена работа генерирующего оборудования в соответствии с заданным СО технологическим режимом работы, включая соблюдение минимального и максимального почасовых значений мощности, параметров маневренности генерирующего оборудования, в том числе скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при участии в суточном регулировании и времени включения в сеть генерирующего оборудования, а также иных параметров в соответствии с Правилами оптового рынка (далее способность к выработке электроэнергии);

5. СО подтверждено, что в отношении генерирующего оборудования участником оптового рынка выполнены технические требования к системе обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее СОТИАССО).

9.6.1 Регистрация типа участия в ОПРЧ

На основе информации, предоставленной Крапивинской ГЭС, регистрируется по каждой единице генерирующего оборудования участника ОРЭМ тип участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:

- генерирующее оборудование, *готовое к участию в ОПРЧ*;
- генерирующее оборудование*, не готовое к участию в ОПРЧ*;
- генерирующее оборудование*, не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ*.

9.6.2 Требования к генерирующему оборудованию Крапивинской ГЭС в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования устанавливается СО в виде графических зависимостей допустимой реактивной мощности генерирующего оборудования от активной мощности, соответствующих табличных форм или расчетных выражений (аналитических зависимостей) на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с настоящими Техническими требованиями.

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования при фиксированной величине активной мощности ограничен допустимыми минимальным и максимальным значениями реактивной мощности в соответствии со всеми представленными и скорректированными участниками оптового рынка данными.

Диапазон регулирования реактивной мощности группы точек поставки генерации (далее ГТП) определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности находящегося в работе генерирующего оборудования, входящего в ГТП.

Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными.

9.6.3 Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности

Для каждой ГТПГ ГЭС в отчетном месяце СО определяет:

1. общее количество отданных в отчетном месяце команд на изменение режима работы по реактивной мощности;

2. количество полностью/частично неисполненных в отчетном месяце команд на изменение режима работы по реактивной мощности.

Неисполнение команды на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности может быть зарегистрировано, если по истечении времени, заданного диспетчером при регистрации команды:

- отклонение напряжения от заданного значения превышает ±2 кВ в условиях использования менее 90% имеющегося резерва по реактивной мощности;
- фактическое изменение реактивной мощности составило менее 90% от заданного значения.

9.6.4 Требования к участию Крапивинской ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности

В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности участники оптового рынка, имеющие в собственности генерирующее оборудование ГЭС и ГАЭС, обязаны предоставить указанное оборудование для участия во вторичном регулировании, а ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт, кроме того, должны иметь возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности.

9.6.5 Требования к участию Крапивинской ГЭС в оперативном вторичном регулировании

Оперативное вторичное регулирование осуществляется по командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра. Все команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС по внешней инициативе по отношению к плановым графикам генерации рассматриваются как участие во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

Ко времени и точности реализации команд оперативного вторичного регулирования предъявляются следующие требования:

1. для команд оперативного вторичного регулирования, для которых не задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать допустимое время, принятое СО на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с настоящими Техническими требованиями;

2. для команд оперативного вторичного регулирования, для которых задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать заданное время окончания исполнения команды;

3. точность набора / сброса заданной величины активной мощности на момент окончания выполнения команды должна быть в пределах, не выходящих одновременно за ± 3% и ± 9 МВт от текущего задания;

4. точность поддержания заданной величины активной мощности на каждом часовом интервале должна быть в пределах, не превышающих ± 3% и ± 9 МВт от текущего задания (среднечасового значения), и не должна иметь флуктуаций, выходящих одновременно за ± 5% и ± 15 МВт от заданного значения активной мощности.

9.6.6 Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного ГО

Крапивинская ГЭС имеет право уведомить СО о вынужденных изменениях состава и/или параметров оборудования и/или режима работы

оборудования при помощи устного или электронного оперативного уведомления.

В таблице 9.7 представлено генерирующее оборудование ЭС Кемеровской области, не соответствующее МТТ для участия в КОМ.

Таблица 9.7 - Генерирующее оборудование ЭС Кемеровской области, не соответствующее МТТ для участия в КОМ

Годы	2013	2014	2015	2016
МВт	302	200	100	0

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Крапивинского гидроузла на реке Томь (правый приток Оби), являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 1797 и 2017 $м^3/с$ соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 167 МВт и среднемноголетняя выработка 1,231 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 23,0 м;
расчетный – 16,8 м ;
минимальный – 15,0 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1150 м3/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ30а-В-630.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 88,2 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1030/120-68 с номинальной активной мощностью 41,6 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (2 укрупненых блока, 5 отходящих воздушных линий) ОРУ 110 кВ – "две рабочие и обходная система шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ–100000/110-У1, трансформаторы собственных нужд ТМ- 1250/10, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 70/11.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая. Водосливная плотина принята бетонной. Глухая – бетонная плотина.

В состав сооружений входят:

– водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 78 м;

– станционная бетонная плотина – 150 м;

– бетонная правобережная плотина – 115,4 м

– бетонная левобережная плотина – 112,9 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

– ширина подошвы водосливной плотины – 27,85 м;

– отметка подошвы водосливной плотины – 86,00 м;

– число водосливных отверстий – 6;

– ширина водосливных отверстий в свету – 10 м;

– отметка гребня – 116,4 м;

– ширина гребня – 18 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется две водобойные стенки.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,25 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Крапивинского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– срок окупаемости – 7,3 лет;

– себестоимость – 0,16 руб/кВт·ч

– удельные капиталовложения – 34162,4 руб./кВт.

Таким образом, строительство Крапивинского гидроузла в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.

2 СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.

3 Системный оператор единой энергетической системы [Электронный ресурс]: специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России. - Режим доступа: http://so-ups.ru/

4 Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС : учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.

5 Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций:Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. 4-е изд., перераб. доп.-М.:Энергоатомиздат, 1989. 608с.

6 ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва :Стандартинформ, 2008. – 8 с.

7 Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций : справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.

8 СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

9 СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

10 СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.

11 ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ОАО «РусГидро» 2011г.

12 СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.

13 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6.7. 2014г.

14 ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 12 с.

15 Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 110кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: http://www.transformator.com

16 Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.

17 Каталог «Высоковольтные элегазовые выключатели» [Электронный ресурс] // ООО «Электроаппарат». – Режим доступа: http://www.ea.spb.ru

18 Каталог «Генераторные вакуумные выключатели» [Электронный ресурс] // «Высоковольтный союз». – Режим доступа: http://www.vsoyuz.com

19 Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «Электрощит - Самара». – Режим доступа: http://www.electroshield.ru

20 Каталог «Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». – Режим доступа://www.cztt.ru

21 Каталог «ТМ-1250 Трансформатор силовой масляный трехфазный мощностью 1250 кВА» [Электронный ресурс] // «ОАО Торгово-промышленная компания «Чебоксары-Электра»». – Режим доступа: http://www.chebelektra.ru/transformator/tm1250

22 22.СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.

23 Справочник по гидравлическим расчетам/ Под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с

24 Проектирование бетонной водосливной плотины на нескальном основании в составе комплексного гидроузла. Под редакцией В.А. Соколовой.

25 Рассказов Л.Н. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.

26 СНиП 2.02.02-85. Основания гидротехнических сооружений. -М.: Госстрой, 1989.26. СниП 33-01-2003 Гидротехнические сооружения. Основные положения. – М. : ФГУП ЦПП, 2004.

27 ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования».

28 распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ».

29 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328

30 РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий».

31 Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

32 Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.).

33 Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002.

34 Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999.

35 Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998.

36 Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996.

37 Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ).

38 Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ).

39 Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ).

40 Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ).

41 Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ).

42 Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ).

43 Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001.

44 Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006.

45 Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006.

46 постановление Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006.

47 Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ// Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. N 32 ст. 3340

48 Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг.

49 «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54 на основании заключения Главноэкспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113

50 «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработки инвестиционных проектов и оценке бизнес планов в электроэнергетике на стадии пенредТЭО и ТЭО» Москва 2008, утвержденными РАО «ЕЭС

России» 31.03.2008 № 155 и Главноэкспертизы России от 26.05.1999 г. № 24-16-1/20-113.

51 Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности: Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 N 1172 (ред. от 30.04.2016)

52 Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 - 2022 годы: Приказ Минэнерго России от 01.03.2016 N 147

53 «СО ЕЭС» [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : http://so-ups.ru/.

54 Об определение ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии мощности: постановление Правительства Российской федерации от 13.04.2010 №238

55 Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям: Москва 2015: Вступает в силу с 01 декабря2015г. - 167с

56 Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка: Москва 2015: Вступают в силу с 01 декабря 2015г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 - Расчетный гидрологический ряд наблюдений р. Томь (приток Оби) в створе Крапивинской ГЭС с 1932-33 гг. по 1982-83 гг.

Расходы в кубических метрах в секунду

Годы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Ср. год.
1932-1933	1134	1035	2000	1695	1028	801	631	393	234	203	180	159	791
1933-1934	1240	1837	1148	1021	1002	892	557	194	213	197	168	164	719
1934-1935	315	2394	2185	1269	1152	949	892	362	248	224	196	186	864
1935-1936	545	3735	1985	1091	926	591	459	264	239	181	162	144	860
1936-1937	438	2657	3201	2771	1276	1063	671	453	307	285	228	207	1130
1937-1938	449	4735	3058	1928	1224	795	790	580	304	249	226	197	1211
1938-1939	1932	2801	2883	2435	1780	1262	1051	722	316	330	275	236	1335
1939-1940	1563	3154	1883	1748	1085	625	531	265	239	224	153	183	971
1940-1941	1435	2148	1851	1285	922	830	614	312	337	269	242	222	872
1941-1942	890	4533	3178	1879	1231	937	835	431	294	295	242	221	1247
1942-1943	879	3095	2154	1981	1483	773	937	497	375	245	221	189	1069
1943-1944	1372	2276	2197	1345	810	591	433	205	178	168	142	181	825
1944-1945	1296	1767	1937	1591	1169	790	642	248	185	179	164	121	841
1945-1946	1157	2194	1144	762	824	482	381	245	217	194	175	166	662
1946-1947	1249	1977	2682	1767	1449	1687	1477	682	403	374	312	280	1195
1947-1948	2339	1972	2330	2015	1739	1131	722	305	330	282	246	301	1143
1948-1949	1726	2885	2146	1856	1089	755	750	422	285	281	249	201	1054
1949-1950	1498	3035	2189	1699	974	773	636	260	267	233	203	208	998
1950-1951	519	3879	3305	1307	1005	841	591	235	241	185	177	148	1036
1951-1952	1323	2206	1379	967	722	485	431	249	225	182	170	157	708
1952-1953	683	3093	2606	1945	1341	785	591	265	245	225	183	216	1015
1953-1954	1574	2148	1858	951	778	524	442	245	195	192	180	158	770
1954-1955	315	3138	2839	2795	1217	1051	642	522	305	217	180	175	1116
1955-1956	1325	2780	1636	848	695	636	682	335	248	162	145	145	803
1956-1957	1454	1820	2106	1902	1068	1176	750	580	250	222	175	174	973
1957-1958	1704	2351	3379	1955	1426	1068	881	835	369	248	226	225	1222
1958-1959	2045	3248	3773	3572	1993	1148	921	614	315	210	205	205	1521
1959-1960	1807	2858	2724	1890	1091	801	517	307	242	201	194	189	1068
1960-1961	779	3108	2886	2513	1575	1278	762	525	366	288	262	260	1217
1961-1962	2799	2231	2928	2002	1649	1295	926	466	385	296	269	269	1293
1962-1963	2195	2287	2061	977	780	540	483	246	227	199	194	339	877
1963-1964	793	1926	2339	1243	860	682	574	745	335	265	172	168	842
1964-1965	539	2867	1974	1504	977	619	444	287	224	211	190	194	836
1965-1966	1364	3114	1631	1023	615	932	750	404	313	242	240	207	903
1966-1967	1313	4337	3596	2343	1172	682	466	285	231	185	166	176	1246
1967-1968	1022	1699	1445	1313	1907	1119	716	349	230	177	149	415	878
1968-1969	1818	2337	1625	899	720	551	455	251	225	165	135	145	777
1969-1970	1318	5085	4252	2311	1280	1176	1205	596	324	250	215	235	1521

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	Ср. год.
1970-1971	2199	2328	3246	1834	1337	1040	972	449	313	219	201	205	1195
1971-1972	2066	2865	2422	2000	996	671	472	273	187	176	156	156	1037
1972-1973	1850	2505	2004	1672	1074	790	659	489	307	235	201	198	999
1973-1974	2234	2867	2862	2460	1303	801	591	369	247	186	154	174	1187
1974-1975	1847	1811	1510	834	588	557	858	304	202	174	155	155	750
1975-1976	1450	2035	3233	1808	892	580	648	353	182	185	136	151	971
1976-1977	1121	2487	1879	1330	1445	778	944	374	236	204	175	183	930
1977-1978	2385	2828	2307	1299	1169	921	824	568	232	209	200	223	1097
1978-1979	2297	2047	1669	1189	1136	710	568	402	222	233	201	210	907
1979-1980	831	3110	2629	1426	892	949	705	687	369	246	198	209	1021
1980-1981	1131	1896	2035	1422	987	750	541	401	301	201	180	171	835
1981-1982	1407	1848	1460	1245	752	671	574	313	223	178	180	171	752
1982-1983	1574	1675	1687	871	894	536	580	492	189	198	180	182	755

Таблица А.2 – Расчёт интегральной кривой нагрузки

Зима						Лето				
$P_t^з$, МВт	$DP_t^з$, МВт	Dt, ч	DЭ, МВт.ч	$P_S^з$, МВт	$Э_S$,^{з} МВт.ч	$P_t^л$, МВт	$DP_t^л$, МВт	DЭ, МВт.ч	$P_S^л$, МВт	$Э_S$,^{л} МВт.ч
27862	0	1	0	0	0	21010	0	0	0	0
27784	78	2	156	78	156	20929	81	162	81	162
27761	23	3	69	101	225	20887	42	126	123	288
27637	124	4	496	225	721	20850	37	148	160	436
27586	51	5	255	276	976	20783	67	335	227	771
27335	251	6	1506	527	2482	20709	74	444	301	1215
27297	38	7	266	565	2748	20706	3	21	304	1236
27197	100	8	800	665	3548	20650	56	448	360	1684
27120	77	9	693	742	4241	20533	117	1053	477	2737
27007	113	10	1130	855	5371	20495	38	380	515	3117
27000	7	11	77	862	5448	20495	0	0	515	3117
26959	41	12	492	903	5940	20404	91	1092	606	4209
26936	23	13	299	926	6239	20329	75	975	681	5184
26921	15	14	210	941	6449	20320	9	126	690	5310
26506	415	15	6225	1356	12674	19865	455	6825	1145	12135
26298	208	16	3328	1564	16002	19837	28	448	1173	12583
25675	623	17	10591	2187	26593	19043	794	13498	1967	26081
25347	328	18	5904	2515	32497	18915	128	2304	2095	28385
25116	231	19	4389	2746	36886	18330	585	11115	2680	39500
24679	437	20	8740	3183	45626	18298	32	640	2712	40140
24617	62	21	1302	3245	46928	17917	381	8001	3093	48141
24410	207	22	4554	3452	51482	17837	80	1760	3173	49901
24286	124	23	2852	3576	54334	17810	27	621	3200	50522
24106	180	24	4320	3756	58654	17749	61	1464	3261	51986

Таблица А.3 – Результаты расчётов для построения годовых графиков

Мощность в мегаваттах

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{ср}$, МВт	26280	25425	23944	22233	20750	19893	19890	20743	22223	23934	25418	26278

Окончание таблицы А.3

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_{max}, МВт	27745	26860	25325	23552	22016	21128	21125	22009	23542	25314	26852	27743

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водноэнергетические расчёты

Таблица Б.1 – Величины необходимые для расчёта максимальных расходов заданной обеспеченности

Год	Q_{max},м^3/с	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1958-1959	1521	1,525634	0,526	0,276	0,145
1969-1970	1521	1,525634	0,526	0,276	0,145
1938-1939	1335	1,339068	0,339	0,115	0,039
1961-1962	1293	1,29694	0,297	0,088	0,026
1941-1942	1247	1,250799	0,251	0,063	0,016
1966-1967	1246	1,249796	0,250	0,062	0,016
1957-1958	1222	1,225723	0,226	0,051	0,012
1960-1961	1217	1,220708	0,221	0,049	0,011
1937-1938	1211	1,21469	0,215	0,046	0,010
1946-1947	1195	1,198641	0,199	0,039	0,008
1970-1971	1195	1,198641	0,199	0,039	0,008
1973-1974	1187	1,190617	0,191	0,036	0,007
1947-1948	1143	1,146483	0,146	0,021	0,003
1936-1937	1130	1,133443	0,133	0,018	0,002
1954-1955	1116	1,1194	0,119	0,014	0,002
1977-1978	1097	1,100342	0,100	0,010	0,001
1942-1943	1069	1,072257	0,072	0,005	0,000
1959-1960	1068	1,071254	0,071	0,005	0,000
1948-1949	1054	1,057211	0,057	0,003	0,000
1971-1972	1037	1,04016	0,040	0,002	0,000
1950-1951	1036	1,039157	0,039	0,002	0,000
1979-1980	1021	1,024111	0,024	0,001	0,000
1952-1953	1015	1,018093	0,018	0,000	0,000
1972-1973	999	1,002044	0,002	0,000	0,000
1949-1950	998	1,001041	0,001	0,000	0,000
1956-1957	973	0,975965	-0,024	0,001	0,000
1939-1940	971	0,973958	-0,026	0,001	0,000
1975-1976	971	0,973958	-0,026	0,001	0,000
1976-1977	930	0,932834	-0,067	0,005	0,000
1978-1979	907	0,909763	-0,090	0,008	-0,001
1965-1966	903	0,905751	-0,094	0,009	-0,001
1967-1968	878	0,880675	-0,119	0,014	-0,002
1962-1963	877	0,879672	-0,120	0,014	-0,002
1940-1941	872	0,874657	-0,125	0,016	-0,002
1934-1935	864	0,866632	-0,133	0,018	-0,002
1935-1936	860	0,86262	-0,137	0,019	-0,003
1963-1964	842	0,844565	-0,155	0,024	-0,004
1944-1945	841	0,843562	-0,156	0,024	-0,004

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

Год	Q_{max},м^3/с	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
1964-1965	836	0,838547	-0,161	0,026	-0,004
1980-1981	835	0,837544	-0,162	0,026	-0,004
1943-1944	825	0,827514	-0,172	0,030	-0,005
1955-1956	803	0,805447	-0,195	0,038	-0,007
1932-1933	791	0,79341	-0,207	0,043	-0,009
1968-1969	777	0,779367	-0,221	0,049	-0,011
1953-1954	770	0,772346	-0,228	0,052	-0,012
1982-1983	755	0,7573	-0,243	0,059	-0,014
1981-1982	752	0,754291	-0,246	0,060	-0,015
1974-1975	750	0,752285	-0,248	0,061	-0,015
1933-1934	719	0,721191	-0,279	0,078	-0,022
1951-1952	708	0,710157	-0,290	0,084	-0,024
1945-1946	662	0,664017	-0,336	0,113	-0,038

Таблица Б.2 – Результаты расчёта эмпирических кривых обеспеченности

Год	$Q_{ср. год}$	Год	$Q_{ср. Паводок}$	Год	$Q_{ср. межен}$	P, %
1958-1959	1521	1958-1959	2630	1946-1947	745	2
1969-1970	1521	1969-1970	2570	1938-1939	599	4
1938-1939	1335	1966-1967	2241	1969-1970	572	6
1961-1962	1293	1938-1939	2182	1961-1962	558	8
1941-1942	1247	1961-1962	2151	1957-1958	550	10
1966-1967	1246	1941-1942	2108	1960-1961	534	12
1957-1958	1222	1973-1974	2088	1958-1959	517	13
1960-1961	1217	1937-1938	2032	1970-1971	486	15
1937-1938	1211	1960-1961	2023	1979-1980	480	17
1946-1947	1195	1970-1971	1997	1956-1957	475	19
1970-1971	1195	1957-1958	1981	1947-1948	474	21
1973-1974	1187	1947-1948	1921	1941-1942	465	23
1947-1948	1143	1936-1937	1901	1942-1943	462	25
1936-1937	1130	1954-1955	1893	1936-1937	459	27
1954-1955	1116	1959-1960	1862	1977-1978	454	29
1977-1978	1097	1971-1972	1837	1967-1968	451	31
1942-1943	1069	1977-1978	1818	1937-1938	449	33
1959-1960	1068	1950-1951	1809	1954-1955	442	35
1948-1949	1054	1946-1947	1802	1965-1966	441	37
1971-1972	1037	1948-1949	1743	1934-1935	437	38
1950-1951	1036	1952-1953	1742	1948-1949	420	40
1979-1980	1021	1942-1943	1728	1963-1964	420	42
1952-1953	1015	1949-1950	1695	1976-1977	413	44
1972-1973	999	1939-1940	1676	1972-1973	411	46
1949-1950	998	1975-1976	1666	1940-1941	404	48

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.2

Год	$Q_{ср.\ год}$	Год	$Q_{ср.\ Паводок}$	Год	$Q_{ср.\ межен}$	P, %
1956-1957	973	1972-1973	1649	1932-1933	372	50
1939-1940	971	1979-1980	1640	1949-1950	369	52
1975-1976	971	1956-1957	1588	1978-1979	364	54
1976-1977	930	1978-1979	1508	1980-1981	364	56
1978-1979	907	1976-1977	1507	1973-1974	360	58
1965-1966	903	1935-1936	1479	1952-1953	359	60
1967-1968	878	1962-1963	1473	1959-1960	350	62
1962-1963	877	1965-1966	1447	1950-1951	345	63
1940-1941	872	1943-1944	1432	1974-1975	344	65
1934-1935	864	1944-1945	1425	1933-1934	341	67
1935-1936	860	1967-1968	1418	1982-1983	337	69
1963-1964	842	1964-1965	1413	1955-1956	336	71
1944-1945	841	1940-1941	1412	1944-1945	333	73
1964-1965	836	1934-1935	1377	1981-1982	330	75
1980-1981	835	1980-1981	1370	1975-1976	319	77
1943-1944	825	1968-1969	1325	1962-1963	318	79
1955-1956	803	1955-1956	1320	1939-1940	317	81
1932-1933	791	1963-1964	1307	1966-1967	313	83
1968-1969	777	1953-1954	1306	1964-1965	310	85
1953-1954	770	1932-1933	1282	1971-1972	299	87
1982-1983	755	1981-1982	1231	1935-1936	291	88
1981-1982	752	1982-1983	1206	1953-1954	277	90
1974-1975	750	1974-1975	1191	1968-1969	275	92
1933-1934	719	1933-1934	1190	1951-1952	271	94
1951-1952	708	1951-1952	1180	1943-1944	271	96
1945-1946	662	1945-1946	1094	1945-1946	266	98

Таблица Б.3 – Результаты расчёта режимов работы станции

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$Q_{быт}, м^3/с$	261	250	215	1379	1411	1331
$Q_{п}, м^3/с$	50	50	50	75	75	100
$Q_{ф}, м^3/с$	40	40	40	60	60	60
$Q_{и}, м^3/с$	0	0	0	20	20	30
$Q_{л}, м^3/с$	-15	-3	0	5	29	0
$Q_{ГЭС}, м^3/с$	156	157	125	1229	1285	1141
$z_{НБ}, м$	90,9	90,9	90,7	93,6	93,7	93,5
$H_{н}, м$	22,7	22,7	22,9	20,0	19,9	20,1

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.3

Месяц	I	II	III	IV	V	VI
$N_б, МВт$	30,5	30,7	24,6	211,1	219,6	197,6
$Q_{ВХК}, м^3/с$	200	200	200	300	300	300
$z_{НБ}, м$	91,0	91,0	91,0	91,4	91,4	91,4
$H_н, м$	22,6	22,6	22,6	22,2	22,2	22,2
$N_{ВХК}, МВт$	38,8	38,8	38,8	57,4	57,4	57,4

Окончание таблицы Б.3

Месяц	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{быт}, м^3/с$	1020	837	710	451	362	289
$Q_п, м^3/с$	100	100	75	75	50	50
$Q_ф, м^3/с$	60	60	60	60	40	40
$Q_и, м^3/с$	30	20	10	0	0	0
$Q_л, м^3/с$	0	0	0	0	-6	-10
$Q_{ГЭС}, м^3/с$	830	657	565	316	266	189
$z_{НБ}, м$	92,8	92,4	92,2	91,4	91,2	91,0
$H_н, м$	20,8	21,2	21,4	22,2	22,4	22,6
$N_б, МВт$	148,4	119,8	104,2	60,3	51,1	36,8
$Q_{ВХК}, м^3/с$	300	300	300	200	200	200
$z_{НБ}, м$	91,4	91,4	91,4	91,0	91,0	91,0
$H_н, м$	22,2	22,2	22,2	22,6	22,6	22,6
$N_{ВХК}, МВт$	57,4	57,4	57,4	38,8	38,8	38,8

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

М(1)	Расход, $м^3/с$										V_t, $км^3$		
	Б(2)	Потери				П.Б.(7)	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ			
		П(3)	И(4)	Ф(5)	Л(6)						изм.	нач.	кон.
12	289	50	0	40	-10	100	200	1034	994	1034	2,1	9,4	7,3
1	261	50	0	40	-15	105	200	1215	1175	1215	2,7	7,3	4,6
2	250	50	0	40	-3	93	200	250	210	250	0,1	4,6	4,5
3	215	50	0	40	0	90	200	250	210	250	0,2	4,5	4,2
4	1379	75	20	60	5	150	300	700	640	700	-1,5	4,2	5,8
5	1411	75	20	60	29	126	300	700	640	700	-1,7	5,8	7,5
6	1331	100	30	60	0	190	300	700	640	700	-1,3	7,5	8,8

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.4

М[1]	Расход, $м^3/с$										V_t, $км^3$		
	Б[2]	Потери				П.Б.[7]	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ			
		П[3]	И[4]	Ф[5]	Л[6]						изм.	нач.	кон.
7	1020	100	30	60	0	190	300	700	640	700	-0,5	8,8	9,3
8	837	100	20	60	0	180	300	700	640	700	0,0	9,3	9,3
9	710	75	10	60	0	145	300	618	558	618	0,0	9,3	9,4
10	451	75	0	60	0	135	200	370	310	370	0,0	9,4	9,4
11	362	50	0	40	-6	96	200	300	260	300	0,0	9,4	9,4

Окончание таблицы Б.4

М[1]	Отметка, м			НБ		
	ВБ					
	начальная	конечная	средняя		H_t, $м$	N_t, $МВт$
12	114,0	111,92	113,0	93,3	19,3	165,0
1	111,9	108,75	110,3	93,6	16,3	165,0
2	108,8	108,55	108,7	91,2	17,1	30,8
3	108,6	108,22	108,4	91,2	16,8	30,3
4	108,2	110,24	109,2	91,7	17,1	94,1
5	110,2	112,15	111,2	91,7	19,1	104,9
6	112,1	113,48	112,8	91,7	20,7	113,8
7	113,5	113,93	113,7	91,7	21,6	118,7
8	113,9	113,97	113,9	91,7	21,8	120,0
9	114,0	113,98	114,0	92,3	21,3	102,1
10	114,0	114,00	114,0	91,6	22,0	58,7
11	114,0	114,01	114,0	91,4	22,2	49,7

(1) Месяц сработки-наполнения
(2) Бытовой
(3) Потребления
(4) Испарения
(5) Фильтрации
(6) Льдообразования

Таблица Б.5 – Сработка водохранилища в средневодном году по способу 1

М	Расход, $м^3/с$										V_t, $км^3$		
	Б	Потери				П.Б.	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ			
		П	И	Ф	Л						изм.	нач.	кон.
12	405	50	0	40	-	305	200	805	1110	1150	2,1	9,4	7,3
1	384	50	0	40	-	279	200	1019	1298	1338	2,7	7,3	4,6
2	357	50	0	40	-3	264	200	53	317	357	0,1	4,6	4,5
3	336	50	0	40	0	246	200	85	331	371	0,2	4,5	4,2
4	1510	75	20	60	5	1360	300	-589	771	831	-1,5	4,2	5,8
5	1690	75	20	60	29	1564	300	-645	919	979	-1,7	5,8	7,5
6	1828	100	30	60	0	1638	300	-501	1137	1197	-1,3	7,5	8,8
7	1676	100	30	60	0	1486	300	-190	1296	1356	-0,5	8,8	9,3
8	1009	100	20	60	0	829	300	-17	812	872	0,0	9,3	9,3

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б.5

М	Расход, $м^3/с$										V_t, $км^3$		
	Б	Потери				П.Б.	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ			
		П	И	Ф	Л						изм.	нач.	кон.
9	1122	75	10	60	0	977	300	-7	970	1030	0,0	9,3	9,4
10	696	75	0	60	0	561	200	-6	555	615	0,0	9,4	9,4
11	563	50	0	40	-6	467	200	-6	461	501	0,0	9,4	9,4

Таблица Б.6 – Сработка водохранилища в средневодном году по способу 2

М	Расход, $м^3/с$										V_t, $км^3$		
	Б	Потери				п.б	ВХК	ВДХ.	ГЭС	НБ			
		П	И	Ф	Л						изм.	нач.	кон.
12	405	50	0	40	-	305	200	680	985	1025	1,8	9,4	7,6
1	384	50	0	40	-	279	200	843	1122	1162	2,2	7,6	5,4
2	357	50	0	40	-3	264	200	183	447	487	0,5	5,4	4,9
3	336	50	0	40	0	246	200	255	501	541	0,7	4,9	4,2
4	1510	75	20	60	5	1360	300	-589	771	831	-1,5	4,2	5,8
5	1690	75	20	60	29	1564	300	-645	919	979	-1,7	5,8	7,5
6	1828	100	30	60	0	1638	300	-501	1137	1197	-1,3	7,5	8,8
7	1676	100	30	60	0	1486	300	-190	1296	1356	-0,5	8,8	9,3
8	1009	100	20	60	0	829	300	-17	812	872	0,0	9,3	9,4
9	1122	75	10	60	0	977	300	-7	970	1030	0,0	9,4	9,4
10	696	75	0	60	0	561	200	-6	555	615	0,0	9,4	9,4
11	563	50	0	40	-6	467	200	-6	461	501	0,0	9,4	9,4

Окончание таблицы Б.6

М	Отметка, м						
	ВБ			НБ			
	начальная	конечная	средняя		H_t, $м$	N_t, МВт	W, млн. кВт·ч
12	114,0	112,3	113,1	93,2	19,5	165,2	122,9
1	112,3	109,8	111,0	93,5	17,1	165,2	122,9
2	109,8	109,2	109,5	91,9	17,1	65,9	49,0
3	109,2	108,2	108,7	92,1	16,2	69,8	52,0
4	108,2	110,2	109,2	92,0	16,9	111,8	83,2
5	110,2	112,1	111,2	92,2	18,6	146,9	109,3
6	112,1	113,5	112,8	92,6	19,9	194,3	144,5
7	113,5	113,9	113,7	92,8	20,5	228,8	170,3
8	113,9	114,0	114,0	92,0	21,5	150,2	111,8
9	114,0	114,0	114,0	93,2	20,3	169,6	126,2
10	114,0	114,0	114,0	92,3	21,3	101,7	75,7
11	114,0	114,0	114,0	92,0	21,6	85,7	63,8
							1231,4

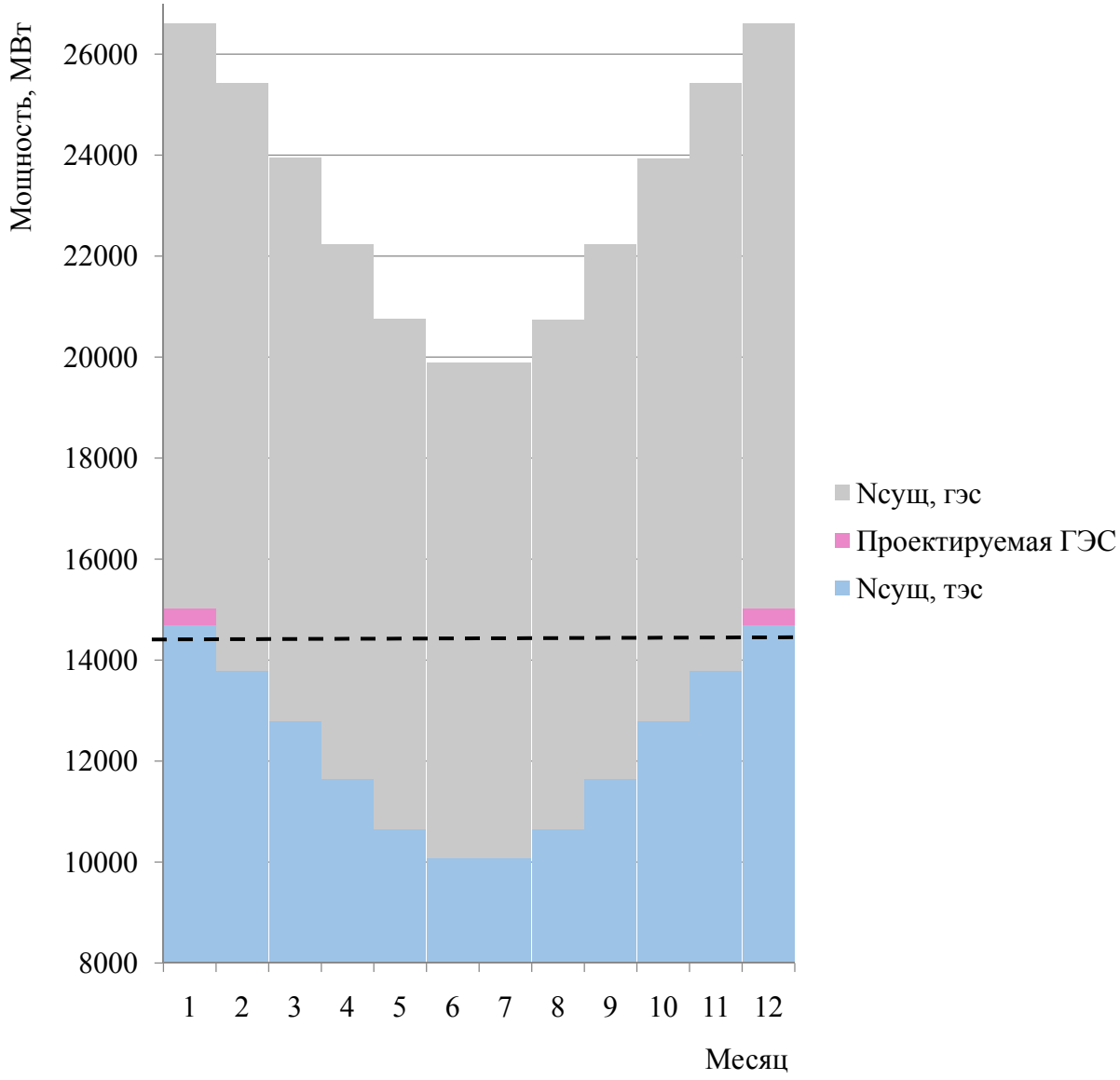


Рисунок Б.1 – Годовой график среднемесячных мощностей

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

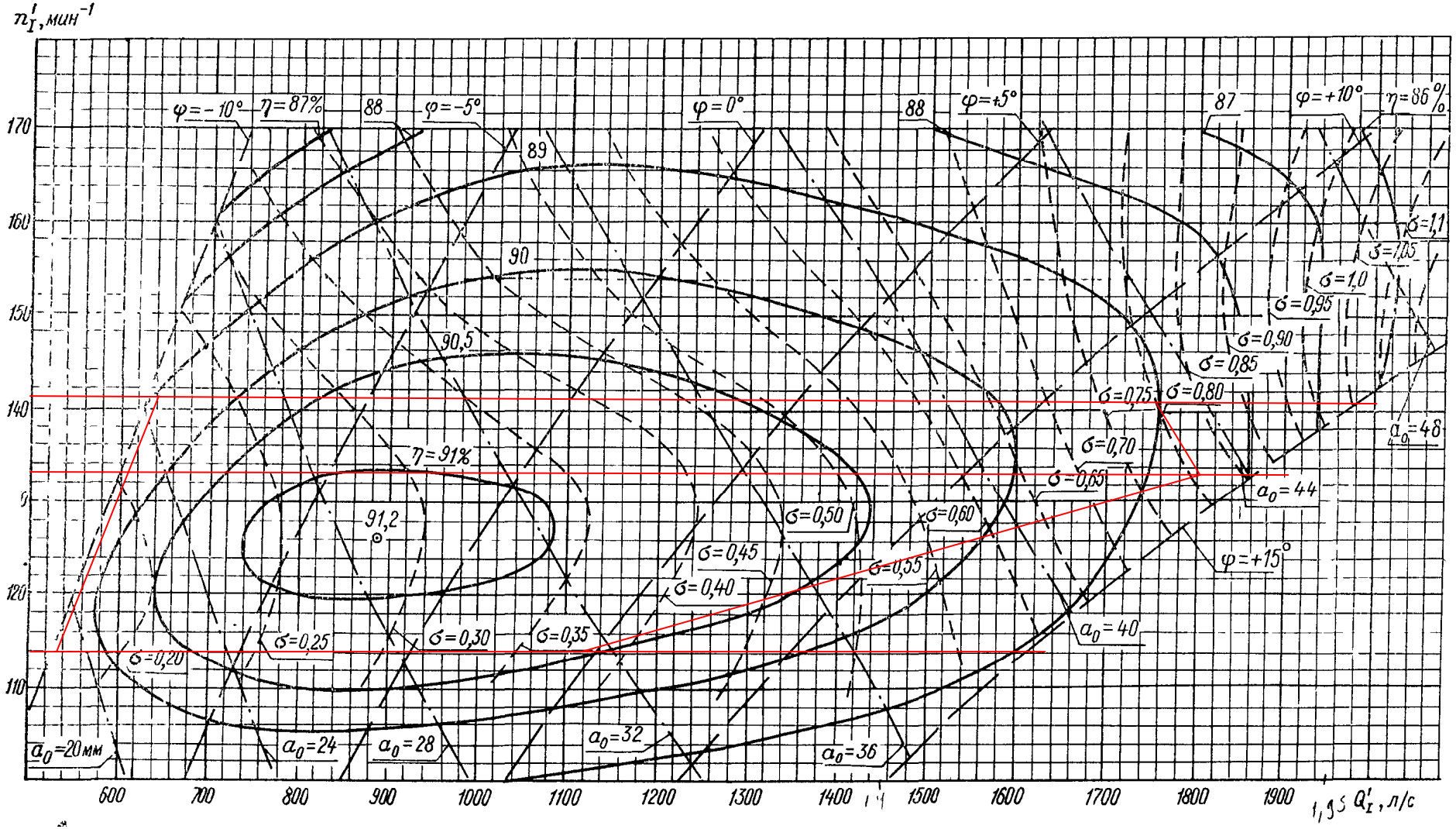


Рисунок В.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ30а-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Релейная защита и автоматика

Таблица Г.1– Уставки защит и матрица отключения защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{CP.O}$	$0{,}15 \cdot I_H$	0,72 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0{,}5 \cdot I_H$	2,39 А
			Тормозной ток, В	$1{,}5 \cdot I_H$	7,18 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,1	-
ЗПН	$U>$	2 ступень	U_{CP2}	$1{,}4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1{,}2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0{,}07 \cdot I_H$	0,33 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0{,}15 \cdot I_H$	0,72А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1{,}08 \cdot I_H$	5,17 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1{,}07 \cdot I_H$	5,12 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1{,}1 \cdot I_H$	5,26 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1{,}224 \cdot I_{НОМ}$	5,85 А
ДЗ	$Z<$	1 ступень	Z_I	0,05	0,106 *Ом*
		2 ступень	Z_{II}	0,23	0,48 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{Р\ СИГН.}$	$1{,}07 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,12 А
		ПО	$I_{Р\ ПУСК.}$	$1{,}1 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,26 А
		Отсечка	$I_{Р\ ПУСК.}$	$2{,}19 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,5 А

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие / Защиты				**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		+	+					

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Охрана труда

Таблица Д.1 – Экологические последствия строительства гидроузла

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
Изъятие земель, минеральных ресурсов; трансформация ландшафтов, изменение экосистем	− формирование новой береговой линии; − подтопление и заболачивание территории, активизация экзогенных процессов; − изъятие минеральных ресурсов; − изменения гидрогеологического и гидрогеохимического режимов; − наведенная сейсмичность; − переработка берегов; − переформирование наземных экосистем и нарушения ихтиофауны.	Создание системы геомониторинга; создание лесных и охотничьих хозяйств; контроль качества воды в ВБ и НБ; создание рыбных хозяйств
Климатические изменения в связи с созданием крупного водохранилища	При строительстве Крапивинской гидроэлектростанции, образуется крупное водохранилище, объемом 9,4 км^3. Локальное изменение климата	Создание метеорологических станций; учет новых атмосферных явлений в гражданском и промышленном строительстве
Подготовка ложа водохранилища	Воздействия на природные комплексы территории. Все пойменно-луговые ландшафты района таежной зоны уйдут под постоянное затопление или подтопление.	Вырубка и утилизация древесины в ложе будущего водохранилища (на приплотинном участке длиной до 3 км (во избежание возможных засорений решеток водоводов); а также на подходах к пристаням, причалам и лесосплавным рейдам; вблизи прибрежных населенных пунктов и зон рекреации); Санитарная очистка населенных пунктов, предприятий и животноводческих ферм, расположенных в зоне затопления, вывозкой загрязненного грунта и сжиганием мусора; Обязательное проведение специальной очистки мест специфического загрязнения (иногда с хлорированием грунта) и зон водозаборов коммунально-бытового водоснабжения; перенос, обезвреживание или надежное крепление (захоронение) с обеззараживанием кладбищ и скотомогильников; утилизация отходов комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду

Окончание приложения Д

Окончание таблицы Д.1

Аспекты строительства и эксплуатации гидроузла	Нарушения в природной среде в результате строительства и эксплуатации гидроузла	Основные мероприятия, направленные на сохранение природных комплексов и снижению негативного воздействия гидроузла на природную среду
Сбросы ГЭС воды в НБ в процессе эксплуатации	Изменения гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла; застойные атмосферные явления в НБ гидроузла	Учет негативных явлений в гражданском и промышленном строительстве в НБ гидроузла.
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	Наличие больших запасов масла на станции, образование отходов на стадии строительства и эксплуатации гидроузла	Управление отходами на стадии строительства и эксплуатации; Создание систем безопасности, предотвращающих попадание загрязняющих веществ в окружающую среду
Освоение береговой зоны водохранилища	-	Организация: – станций биологической, физико-химической и механической очистки производственных и коммунальных сточных вод; – водоохранных зон с комплексом технологических, агротехнических, гидротехнических, санитарных и других мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения, засорения и истощения водных ресурсов; – установок по сбору нефти, мазута, мусора и других объектов, включая суда-сборщики и нефтеочистные станции; –установок для обезвреживания вредных промышленных отходов, загрязняющих водные объекты; береговых сооружений для приема с судов хозяйственно-бытовых сточных вод и мусора для утилизации, складирования и очистки; – основных коммуникаций для отвода и очистки промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод и соответствующих сооружений на них. – отлов и переселение диких животных; – организация прибрежных водоохранных зон для защиты водных объектов водохранилища от неорганизованного стока, позволяющие перевести поверхностный сток в подземный.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Крапивинская ГЭС, как участник Оптового рынка электроэнергии и мощности

Таблица Е.1 - Тарифы на электроэнергию в Кемеровской области без учета строительства Крапивинской ГЭС

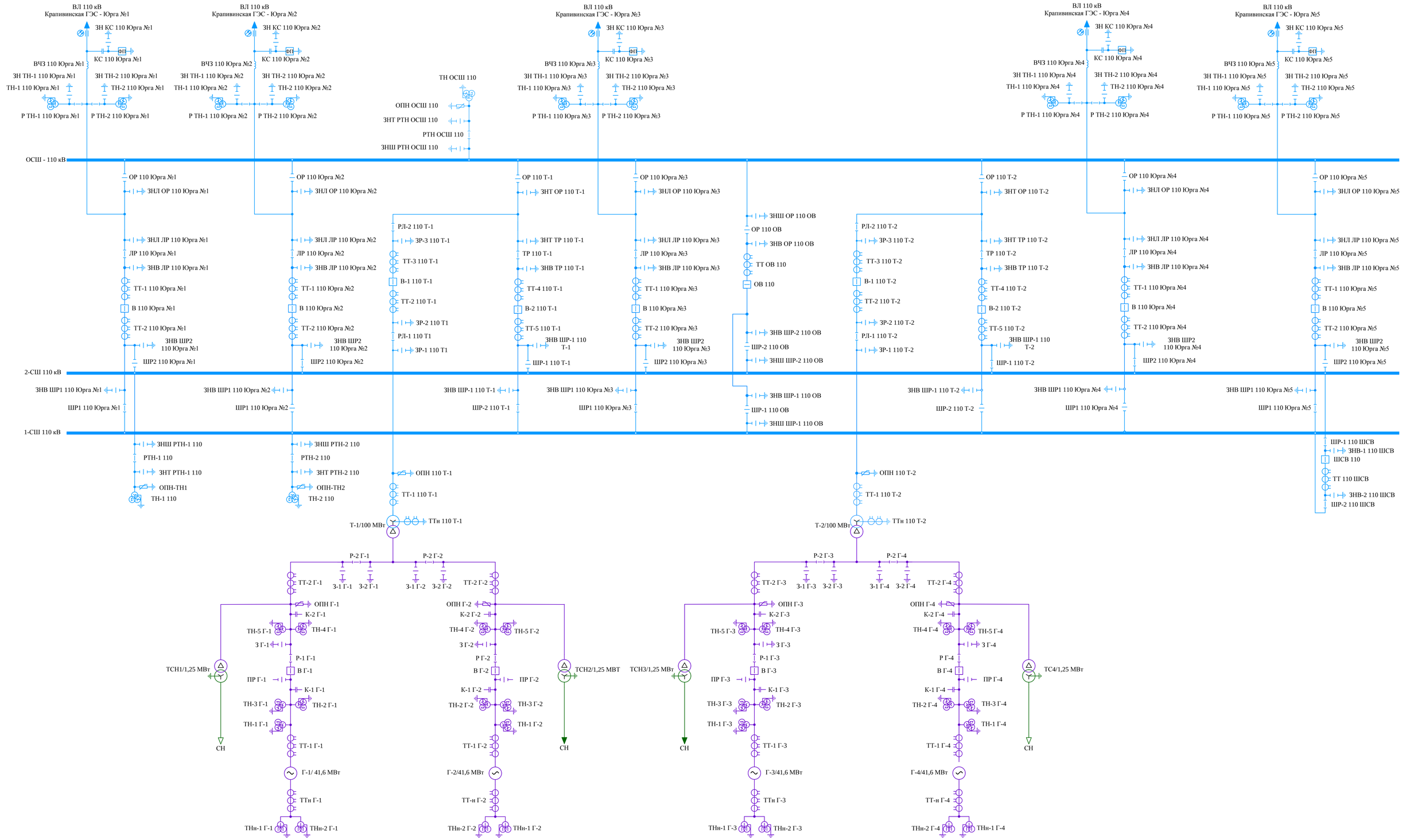
№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	01.01.2016-30.06.2016	01.07.2016-31.12.2016
			Цена (тариф)	Цена (тариф)
1	2	3	4	5
1	Население			
1.1.	Население, за исключением указанного в пунктах 2 и 3			
1.1.1.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,93	3,04
1.1.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток			
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	3,37	3,50
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,89	1,98
1.1.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток			
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	4,49	3,91
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,93	3,04
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,89	1,98
2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками			
2.1.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,05	2,13
2.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток			
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	2,36	2,45
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,33	1,39
2.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток			
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	3,15	2,74
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,05	2,13
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,33	1,39
3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах			
3.1.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,05	2,13
3.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток			
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	2,36	2,45
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,33	1,39
3.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток			
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	3,15	2,74
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,05	2,13
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,33	1,39
4.	Потребители, приравненные к населению			
4.1.	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,93	3,04

Окончание приложения Е

Окончание таблицы Е.1

1	2	3	4	5
4.2.	Одноставочный тариф, дифференцированный по двум зонам суток			
	Дневная зона (пиковая и полупиковая)	руб./кВт·ч	3,37	3,50
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,89	1,98
4.3.	Одноставочный тариф, дифференцированный по трем зонам суток			
	Пиковая зона	руб./кВт·ч	4,49	3,91
	Полупиковая зона	руб./кВт·ч	2,93	3,04
	Ночная зона	руб./кВт·ч	1,89	1,98

Главная электрическая схема



1. Ведомость проекта см. на чертеже БР-13.03.02 - 1203256 - ГП.

Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - ЭС1		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Разраб.		Индыгашева				Проектирование Крапивинской ГЭС на р. Томь	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Луференко						1	2
Т.контр.		Луференко							
Н.контр.		Кириченко							

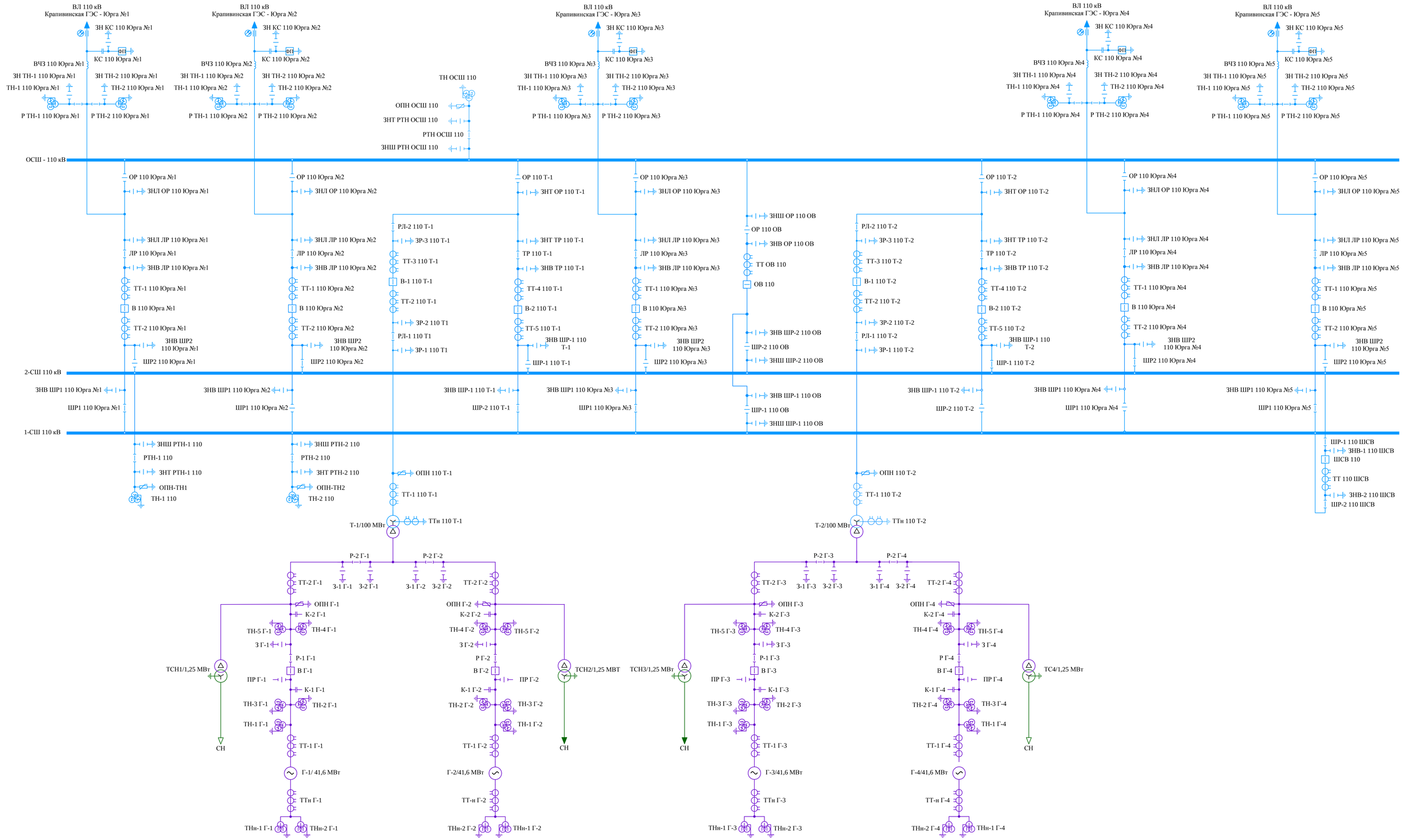
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Главная электрическая схема



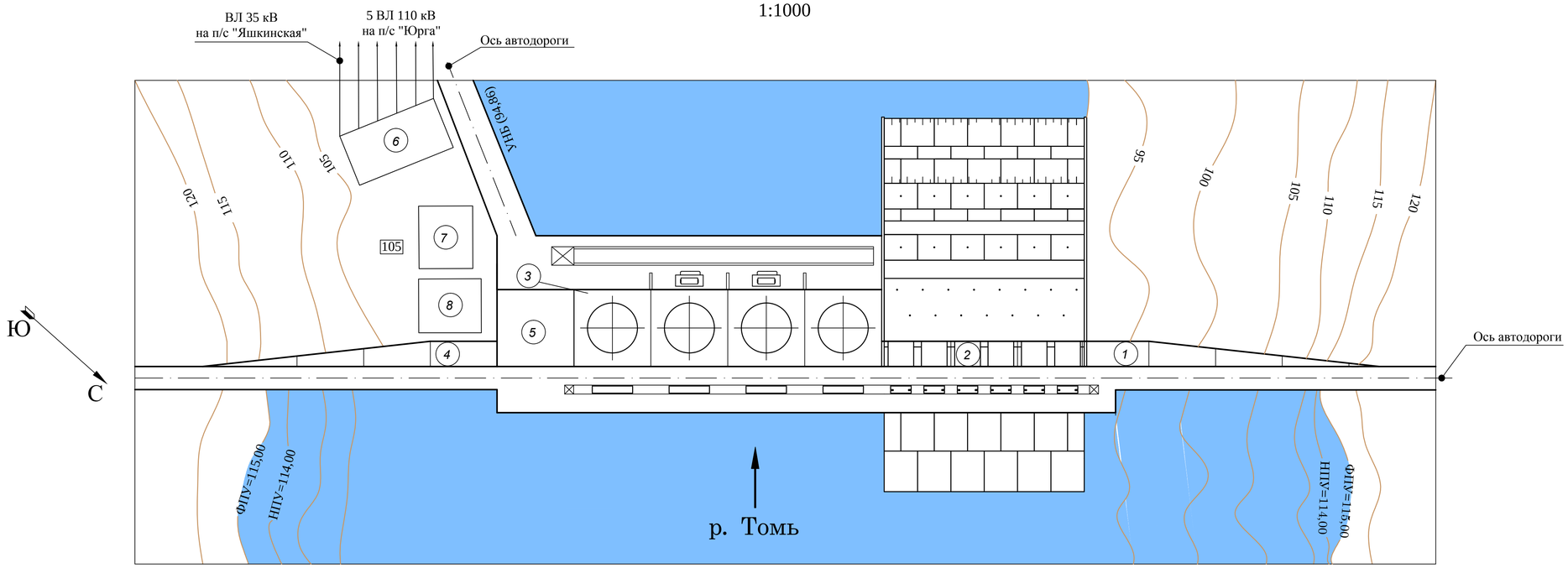
1. Ведомость проекта см. на чертеже БР-13.03.02 - 1203256 - ГП.

Изм.	Колич.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - ЭС1		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Разраб.		Индыгашева				Проектирование Крапивинской ГЭС на р. Томь	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Луференко						1	2
Т.контр.		Луференко							
Н.контр.		Кириченко							

Согласовано

Инв. № подл. | Подпись и дата | Взам. инв. №

Генеральный план
1:1000



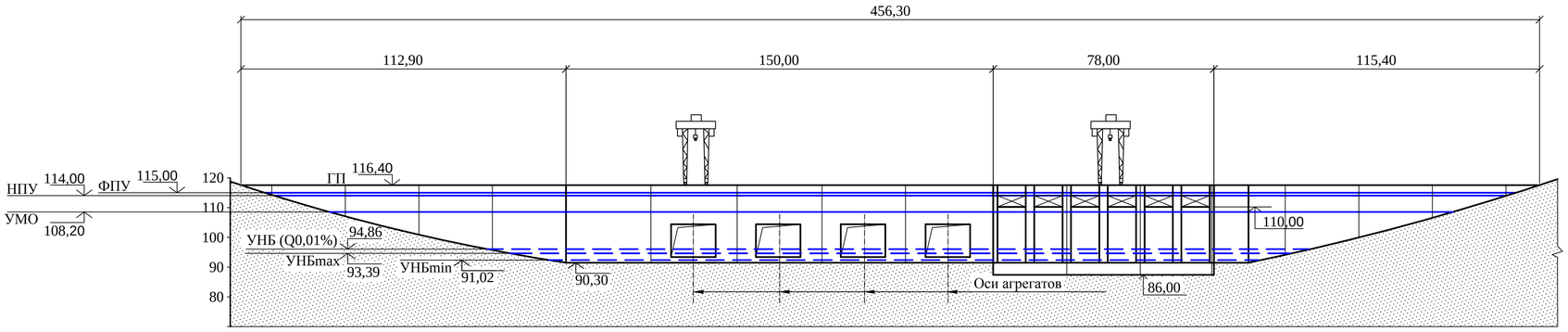
Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование
1	Правобережная глухая бетонная плотина
2	Бетонная водосливная плотина
3	Русловое здание ГЭС
4	Левобережная глухая бетонная плотина
5	Монтажная площадка
6	Распределительное устройство
7	Здание административно- технического персонала
8	Производственные помещения

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - ГП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Ведомость состава проекта
2	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - ГР1	Поперечный разрез станционной части. Основные характеристики гидроагрегата
3	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - ГР2	Поперечный разрез по водосливной плотине
4	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - РР	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий. Эпюры напряжений
5	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - ЭС1	Главная схема электрических соединений. Элементы схемы.
6	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - ЭС2	Схема собственных нужд.
7	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - ПЗ	Пояснительная записка

Вид с верхнего бьефа
1:1000



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

						БР - 13.03.02 - 1203256 - ГП		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разраб.		Индыгашева				Проектирование Крапивинской ГЭС на р. Томь	Стадия	Лист 1 / Листов 1
Провер.		Лыбина						
Т.контр.		Луференко				Генеральный план. Вид с НБ.	Кафедра гидросооружений	
Н.контр.		Кириченко						

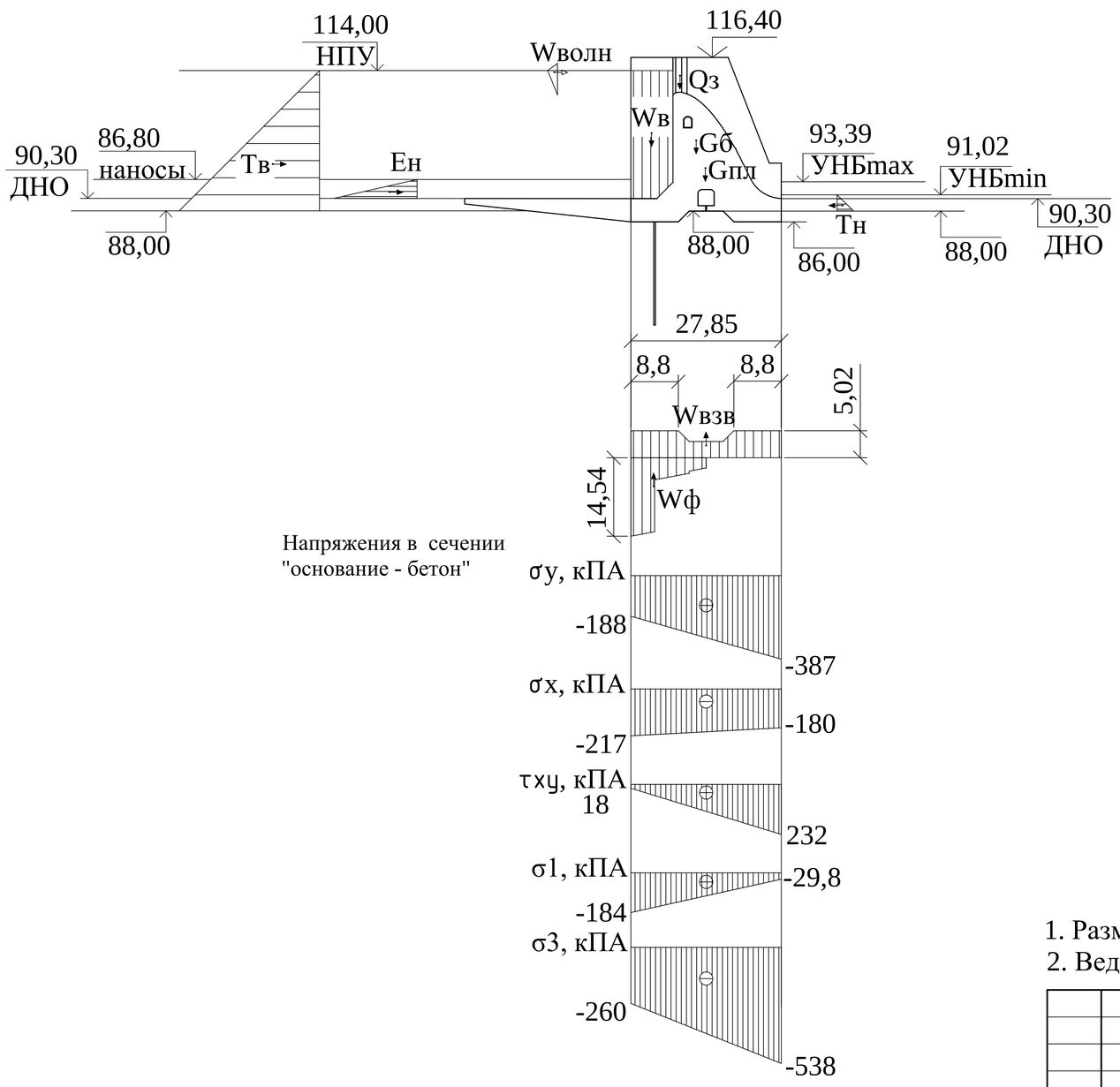
Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл.

Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий



Напряжения в сечении "основание - бетон"

Условные обозначения:

Тв-гидростатическое давление со стороны ВБ;
Тн-гидростатическое давление со стороны НБ;
Wволн-волновое давление;
Wвзв-взвешивающее давление;
Wф-фильтрационное давление;
Ен-давление наносов;
Gп-вес плотины;
Gб-вес бычка;
Qз-вес затвора.

Нагрузки:
σy - нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам, кПа;
σx - нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам, кПа;
τxy -касательные напряжения;
σ1,σ3 - главные напряжения.

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже БР-13.03.02 - 1203256 - ГП.

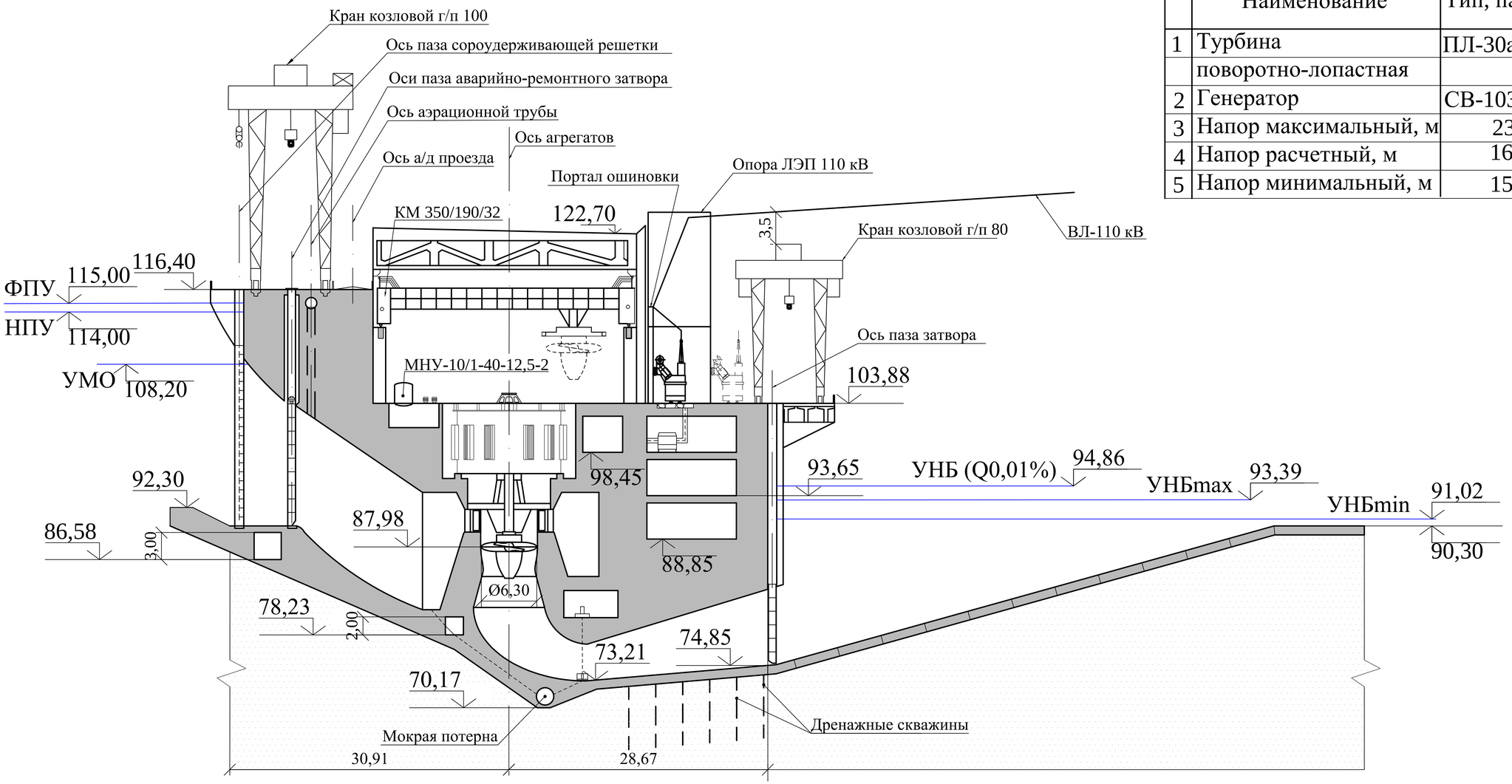
						БР - 13.03.02 - 1203256 - РР		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разраб.		Индыгашева				Проектирование Крапивинской ГЭС на р. Томь	Стадия	Лист 1 / Листов 1
Провер.		Лыбина						
Т.контр.		Луференко						
Н.контр.		Кириченко				Нагрузки, дествующие при основном сочетании нагрузик и воздействий	Кафедра гидросооружений и гидромашин	
Утв.		Татарников						

Согласовано

Взам. инв.№ | Подпись и дата | Инв. № подл.

Поперечный разрез здания ГЭС

1:500



Основные характеристики гидросилового оборудования

	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт
1	Турбина	ПЛ-30а-б - 6300	4
	поворотно-лопастная		
2	Генератор	СВ-1030/120-68	4
3	Напор максимальный, м	23	
4	Напор расчетный, м	16,8	
5	Напор минимальный, м	15	

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже БР-13.03.02 - 1203256 - ГП.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	БР - 13.03.02 - 1203256 - ГР1			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Разраб.		Индыгашева				Проектирование Крапивинской ГЭС на р. Томь	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Масленникова						1	1
Т.контр.		Луференко				Поперечный разрез по оси агрегата. Основные характеристики	Кафедра гидросооружений и гидромашин		
Н.контр.		Кириченко							
Утв.		Татарников							

Согласовано

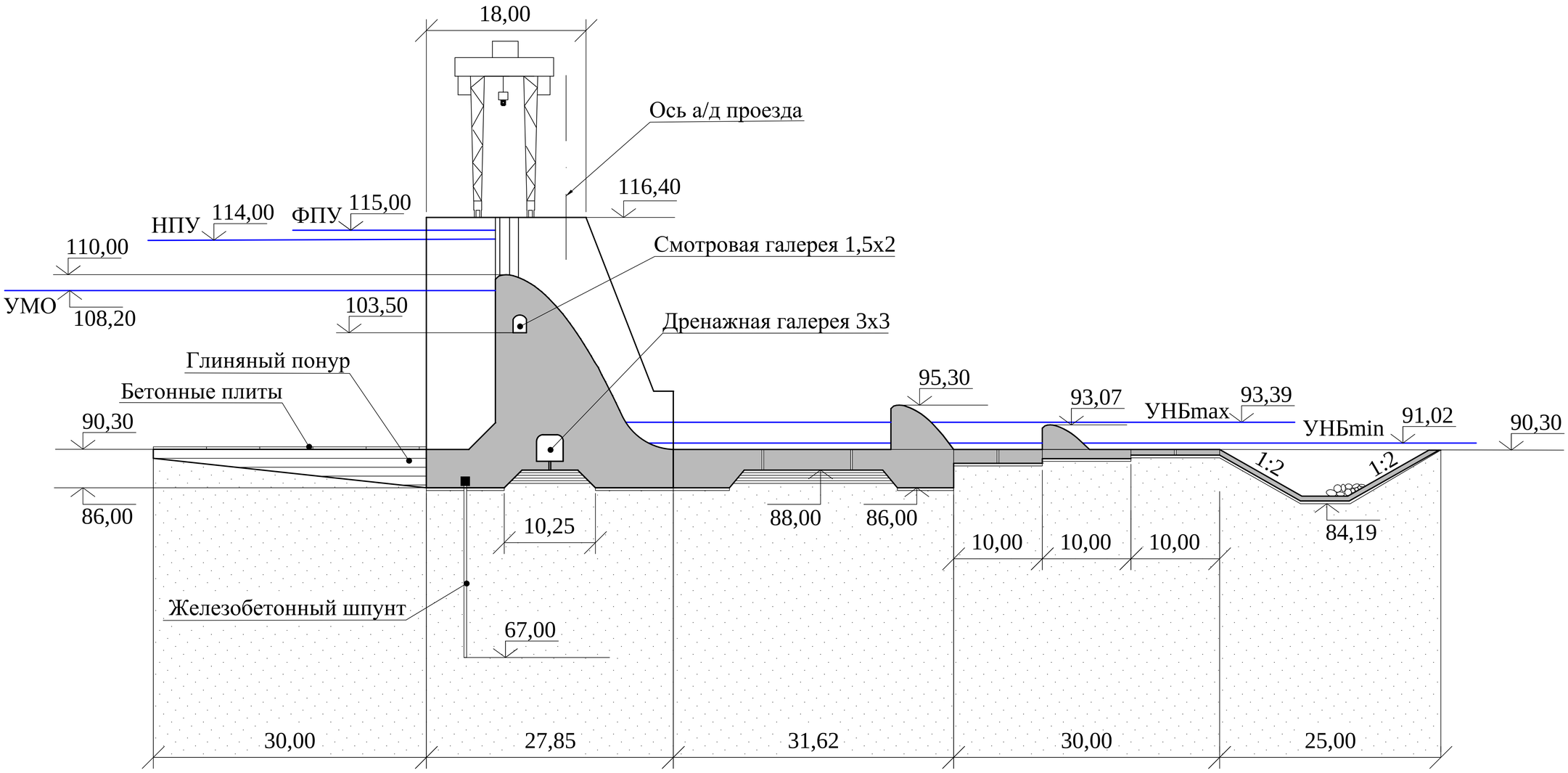
Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв. № подл.

Поперечный разрез по водосливной плотине

1:500



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже БР-13.03.02 - 1203256 - ГП.

						БР - 13.03.02 - 1203256 - ГР2		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разраб.		Индыгашева				Проектирование Крапивинской ГЭС на р. Томь	Стадия	Лист 1	Листов 1
Провер.		Лыбина						
Т.контр.		Луференко						
Н.контр.		Кириченко				Поперечный разрез по водосливной плотине. План	Кафедра гидросооружений и гидромашин	
Утв.		Татарников						

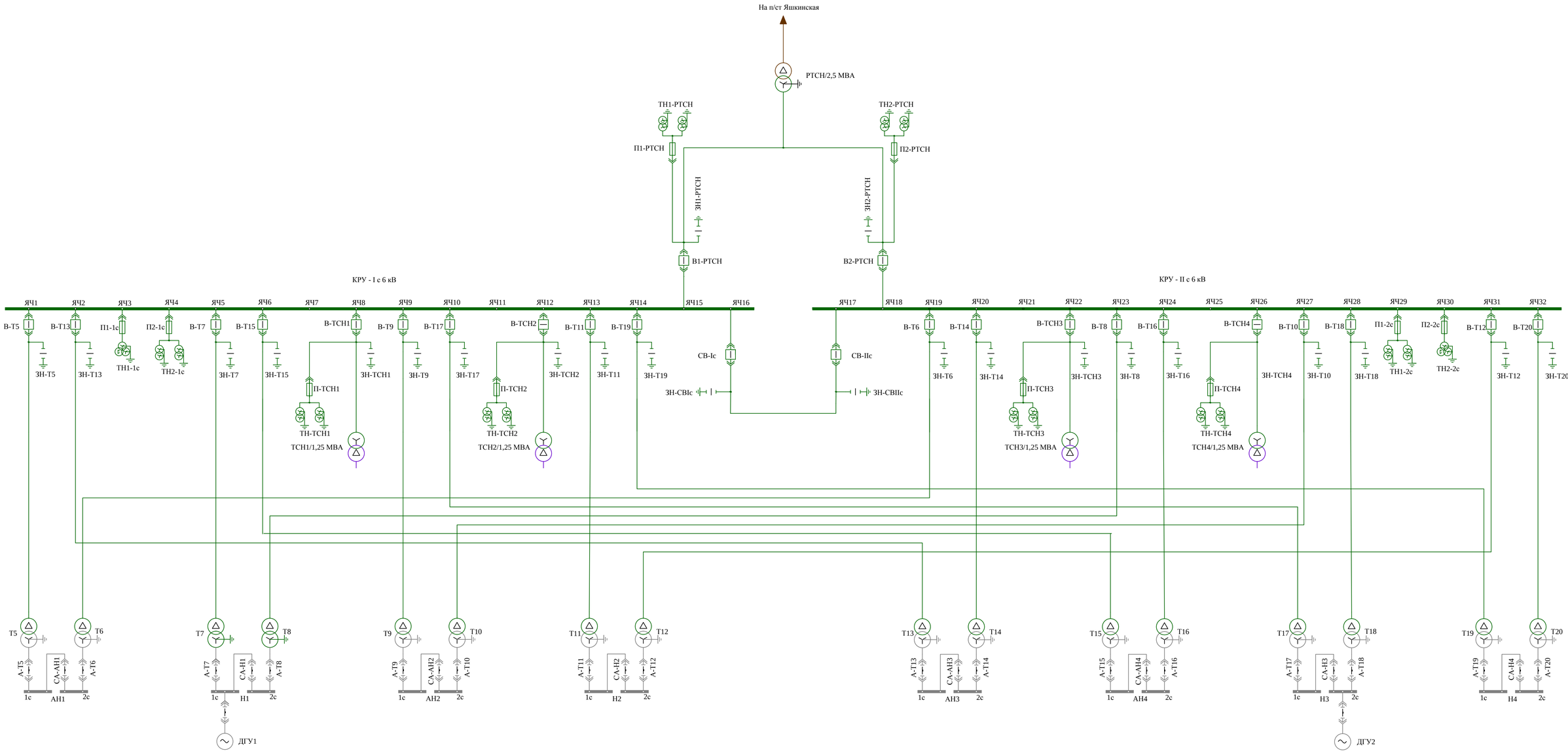
Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв. № подл.

Схема собственных нужд



1. Ведомость проекта см. на чертеже БР-13.03.02 - 1203256 - ГП.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	БР - 13.03.02.06 - 1203256 - ЭС2			
Разраб.		Индыгашева				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Провер.		Луференко				Проектирование Крапивинской ГЭС на р. Томь	Стадия	Лист	Листов
Т.контр.		Луференко						2	2
Н.контр.		Кириченко							

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

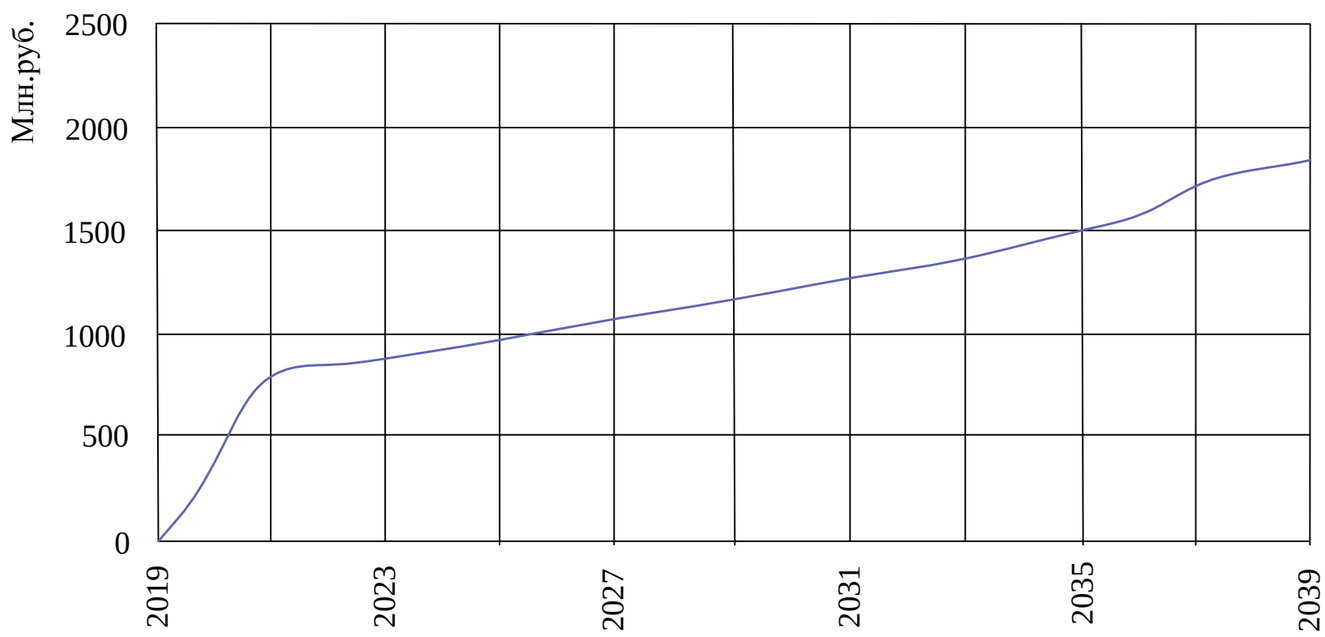
Инв.№ подл.

Основные технико-экономические показатели строительства Крапивинской гидроэлектростанции

Год начала реализации проекта	2016
Ставка дисконтирования	13,5 %
Удельные капиталовложения	34162,4 руб/кВт
Чистый приведенный доход	3316, 988 млрд. руб
Внутренняя норма рентабельности	34,01%
Дисконтированный период окупаемости	101 месяц
Себестоимость	16 коп/кВт ч
Индекс прибыльности	2,68

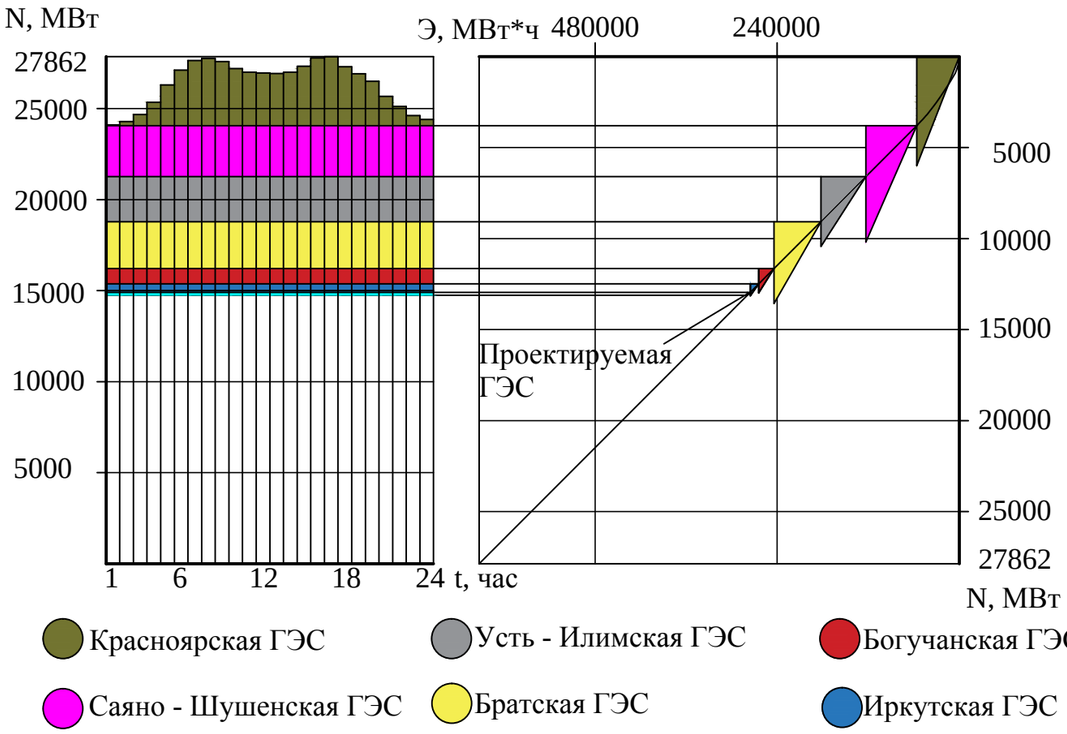
Текущие затраты по гидроузлу

Сумма чистой прибыли

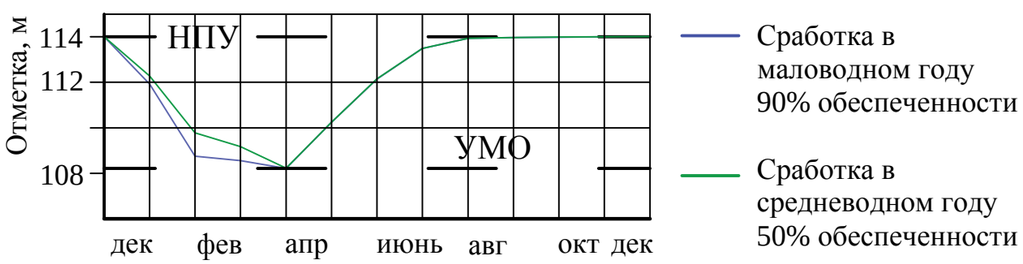


Выбор установленной мощности Крапивинской ГЭС

Суточный график и ИКН зимнего периода



Сработка и наполнение Крапивинского водохранилища



Гарантированная мощность Nгар=165 МВт;

Установленная мощность $N_{уст}$=167,5 МВт;

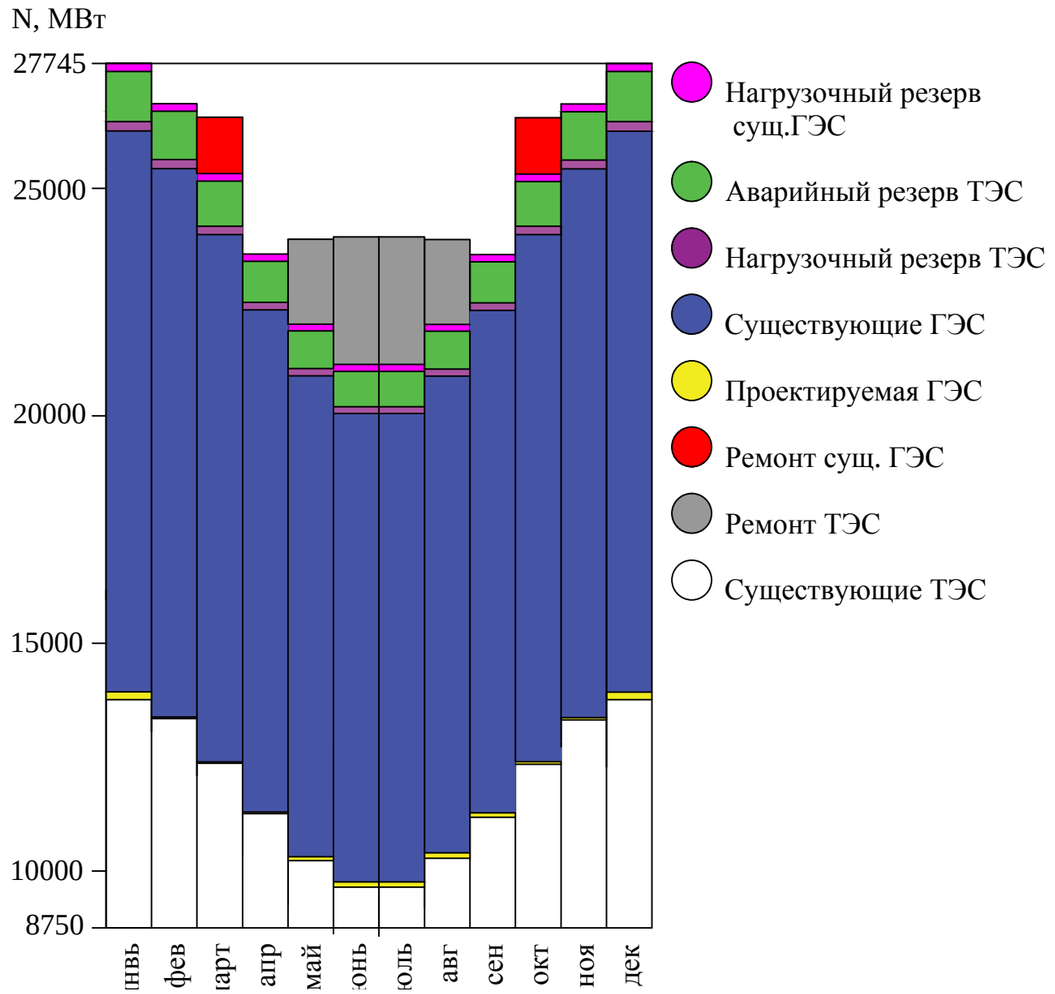
Средняя многолетняя выработка $Э_{ср.мнг.}$=1,231млрд кВт*ч;

НПУ - 114 м;

УМО - 108,2 м;

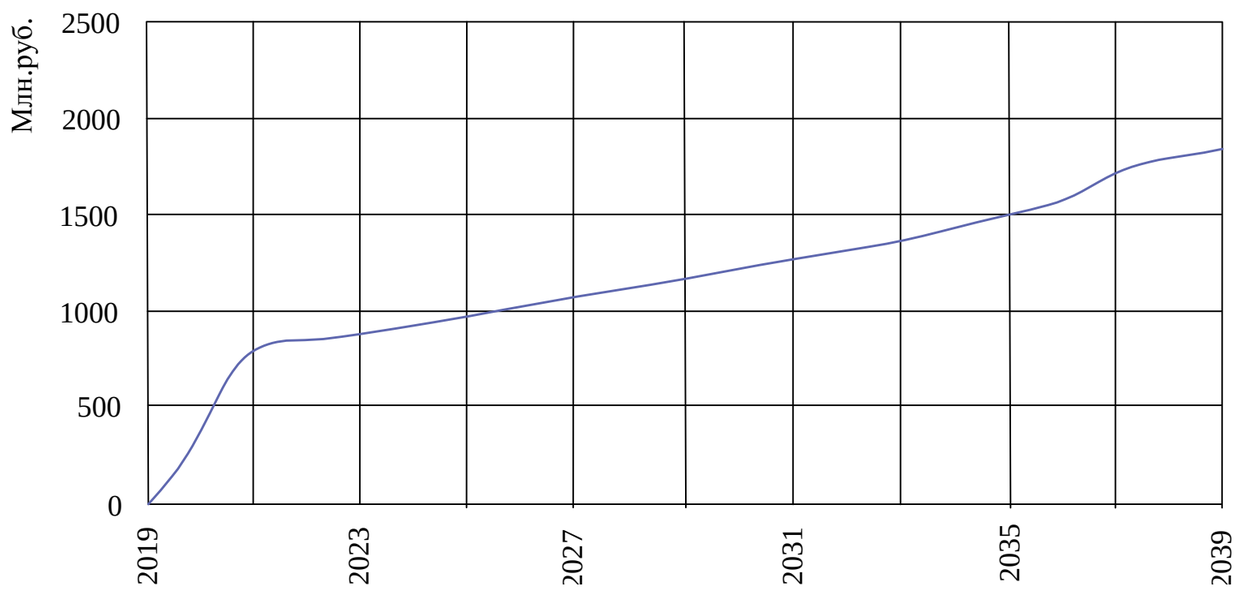
Полезный объем водохранилища - 9,4 км^3.

Баланс мощности ОЭС Сибири



Основные технико-экономические показатели строительства Крапивинской гидроэлектростанции

Год начала реализации проекта	2016
Ставка дисконтирования	13,5 %
Удельные капиталовложения	34162,4 руб/кВт
Чистый приведенный доход	3316, 988 млрд. руб
Внутренняя норма рентабельности	34,01%
Дисконтированный период окупаемости	101 месяц
Себестоимость	16 коп/кВт ч
Индекс прибыльности	2,68

Текущие затраты по гидроузлу

Сумма чистой прибыли