

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 » 08 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АТАКЕНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧИРЧИК.
СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ. НАЗНАЧЕНИЕ,
ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ НА
ПРОЕКТИРУЕМОЙ ГЭС**

Руководитель

подпись, дата



должность

В.И. Татарников

инициалы, фамилия

Выпускник

Максимец 20.06.2016г.

подпись, дата

В.А. Максимец

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Атакенской ГЭС на реке Чирчик. Системы технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты	<u>Зайд 15.06.16</u> подпись, дата	<u>Э.Ю. Зотелло</u> инициалы, фамилия
Гидротурбинное, Гидромеханическое и вспомогательное оборудование	<u>Р 16.06.16</u> подпись, дата	<u>С.Е. Лочкин</u> инициалы, фамилия
Электрическая часть	<u>М 15.06.16</u> подпись, дата	<u>Ю.А. Мельцев</u> инициалы, фамилия
Релейная защита и автоматика	<u>Будур 15.06.16</u> подпись, дата	<u>А.А. Буринков</u> инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	<u>Мешур 20.06.16</u> подпись, дата	<u>В.В. Мясников</u> инициалы, фамилия
Охрана труда и пожарная безопасность	<u>Р 15.06.16</u> подпись, дата	<u>В.В. Родина</u> инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	<u>Родина 17.06.16</u> подпись, дата	<u>В.В. Меласова</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	<u>Оли 20.06.16</u> подпись, дата	<u>А.А. Гайдарова</u> инициалы, фамилия

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


В.И. Татарников

подпись

инициалы, фамилия

«20» сентября 2016 г.

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

Студенту Максимец Виктору Александровичу.

Группа ЗГЭ11-01Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Атакенской ГЭС на реке Чирчик. Системы технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС».

Утверждена приказом по университету № 20 от 9 марта 2016 г.

Руководитель ВКР В.И. Татарников, заведующий кафедрой ГГЭЭС».

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) Техничко-экономические показатели; 9) Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений.

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Атакенской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Атакенской ГЭС; главная схема Атакенской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Атакенской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Атакенской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Атакенской ГЭС; иллюстрационные материалы к спец. вопросу.

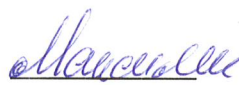
Руководитель ВКР



подпись

В. И. Татарников

Задание принял к исполнению



подпись

В. А. Максимец

«20» марта 2016 г.

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

ОТЗЫВ

на бакалаврскую работу студента
Максимец Виктор Александрович

Руководитель бакалаврской работы Татарников Василий Иванович, заведующий
кафедрой ГГЭС

Проектирование Атакенской ГЭС на реке Чирчик. Системы технического
водоснабжения. Назначения, требования, преимущества и недостатки на примере
проектируемой ГЭС

Бакалаврская работа, разработанная Максимец В.А., выполнена в полном объеме, в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 157 листах пояснительной записки и 7 листах графического материала. В бакалаврской работе выполнены водно – энергетические расчеты, выбрано и рассчитано основное и вспомогательное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты, выбрана главная схема электрических соединений ГЭС, выполнены расчеты гидротехнических сооружений, разработаны мероприятия по охране пожарной безопасности и по охране природы, произведен расчет технико – экономических показателей, проработан специальный вопрос.

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

Достоинством данного проекта является наличие сравнения нескольких вариантов гидротурбин; основное и вспомогательное оборудование, трансформаторы, КРУЭ 220 и генераторные комплексы – российского производства; все трансформаторы собственных нужд – сухие. Все принятые решения обоснованы и подтверждены расчетами.

Руководитель ВКР



подпись

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

«21» июня 2016 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Атакенской ГЭС	6
Введение	8
1 Общая часть.....	9
1.1 Природные условия.....	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрологические данные.....	9
1.1.3 Инженерно – геологические условия.....	10
1.2 Энергоэкономическая характеристика района.....	10
2 Водно-энергетические расчеты.....	12
2.1 Исходные данные	12
2.2 Выбор расчетных гидрографов для маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	15
2.3 Определение максимального расчётного расхода	20
2.4 Построение суточных графиков нагрузки	21
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	22
2.6 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями.....	24
2.7 Водно-энергетический расчет	24
2.7.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	24
2.7.2 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном и средневодном годах.....	27
2.7.3 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов.....	28
3 Основное и вспомогательное оборудование	29
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов.....	29
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.....	38
3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы	38
3.2.2 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки	42
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	43
4 Электрическая часть.....	47
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд	47
4.2 Главные повышающие трансформаторы	48
4.3 Распределительное устройство	49

4.3.1	Выбор проводов отходящих воздушных линий.....	49
4.3.2	Выбор схемы распределительного устройства	50
4.4	Электротехническое оборудование	51
4.4.1	Выбор трансформаторов собственных нужд.....	51
4.4.2	Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения RASTRKZ	52
4.4.3	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима.....	55
4.4.4	Выбор и проверка аппаратов 220 кВ	56
4.4.5	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ.....	57
5	Релейная защита и автоматика	59
5.1	Перечень защит основного оборудования	59
5.2	Выбор устройств релейной защиты.....	60
5.3	Расчет продольной дифференциальной защита генератора	61
6	Компоновка и сооружение гидроузла	65
6.1	Состав и компоновка гидроузла.....	65
6.2	Проектирование бетонной водосливной плотины	65
6.2.1	Определение класса гидротехнического сооружения	65
6.2.2	Определение отметки гребня плотины и гребня быка	65
6.2.3	Определение ширины водосливного фронта.....	69
6.2.4	Определение отметки гребня водослива.....	70
6.2.5	Проверка на пропуск поверочного расхода.....	72
6.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	74
6.4	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи	75
6.5	Конструктивные элементы нижнего бьефа	77
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины.....	77
6.5.2	Разрезка плотин швами	78
6.5.3	Расчет цементационной завесы.....	79
6.6	Фильтрационный расчет	80
6.7	Статический расчет плотины	81
6.7.1	Вес сооружения.....	82
6.7.2	Сила гидростатического давления воды	82
6.7.3	Давление наносов	83
6.7.4	Волновое воздействие	84
6.7.5	Взвешивающее давление	84
6.7.6	Сила фильтрационного давления.....	85
6.7.7	Расчет прочности плотины	85
6.8	Критерии прочности плотины.....	89
6.9	Расчет устойчивости плотины.....	90
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 Атакенской ГЭС	92
7.2.1	Общие требования безопасности	95
7.2.2	Мероприятия, обеспечивающие безопасное выполнение работ	97
7.2.3	Требования безопасности во время работы	98
7.2.4	Требования безопасности в аварийных ситуациях	101
7.3	Пожарная безопасность	102
7.4	Охрана окружающей среды	106
7.5	Водоохранные мероприятия	107
7.4.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	107
7.4.2	Водоохранная зона	108
7.4.3	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	109
7.6	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	111
7.7	Охрана от промышленных отходов	111
8	Технико-экономические показатели	113
8.1	Текущие расходы по гидроузлу	113
8.2	Налоговые расходы	115
8.3	Прибыль	116
8.4	Оценка инвестиционного проекта	117
8.5	Бюджетная эффективность ГЭС	118
8.6	Анализ рисков и чувствительности инвестиционного проекта	119
9	Системы технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС	122
	Заключение	133
	Список использованных источников	135
	Приложение А	139
	Приложение Б	148
	Приложение В	152

Сокращенный паспорт Атакенской ГЭС

1. Наименование реки..... Чирчик;
2. Местонахождение ГЭС Ташкентская область;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 221 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 1359 м³/с;
0,01% 1523 м³/с;
 - в) минимальный 75 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 820 м;
ФПУ 821 м;
УМО 874,28 м
 - в) объемы:
полный 3,76 м³;
полезный 1,55 м³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 67,0 м;
 - б) расчетный 52,5 м;
 - в) минимальный 46,7 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 150 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1030 млн. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная грунтовая 308 м / 52,3 м;
 - б) правобережная грунтовая 274 м / 52,3 м;
 - в) водосливная 126 м / 52,3 м;
 - г) стационарная 189 м / 52,3 м;
 - д) глухая бетонная сопрягающая стационарную и грунтовую 30 м / 52,3 м;
 - е) глухая бетонная сопрягающая водосливную и грунтовую 30 м / 52,3 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 2 отверстия 2×9;
 - в) общая длина 23 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 3;
 - б) грунты в основании алевролит;
 - в) тип спиральной камеры бетонная трапецеидального сечения;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбиныPO75-B-375;
- б) тип генератора..... СВ-596/90-36;
- в) мощность генератора..... 50 МВт;
- г) частота вращения 166,7 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-80000/220-У1;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии27 коп/кВт·ч;
- б) показатели эффективности: НПВ..... 25,94 млрд. руб.;
- Срок окупаемости6,5 года.

ВВЕДЕНИЕ

Энергия текущей воды является одним из старейших источников электроэнергии на планете. На территории России расположено около 9% мировых запасов гидроэнергии. Экономический потенциал гидроэнергоресурсов России составляет 850 млрд кВт.ч, из которых 120 млрд кВт.ч приходится на Европейскую часть страны и 730 млрд кВт.ч на Сибирь и Дальний Восток.

Гидростанции не вызывают никаких вопросов, поскольку их мощности находятся вне конкуренции по множеству параметров — они относятся к возобновляемым источникам энергии, используются для регулировки системных пиковых нагрузок, быстро выходя на заданную мощность, а их энергия достаточно дешева. В условиях единой энергосистемы и ситуации возрастания пиковых нагрузок из-за возросшего потребления населением и сферой услуг второе качество становится особенно ценным.

Следует отметить, что гидроэлектростанции могут устанавливаться практически на любых водотоках, соответственно изменяется мощность агрегатов. Особое свойство гидротехнических сооружений заключается в том, что их разрушение высвобождает на волю разрушительную стихию, приводящее за короткое время к колоссальным материальным убыткам, но что особо важно к большим человеческим жертвам. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов.

Целью проекта является проектирование Атакенской ГЭС на реке Чирчик её сооружений и электрической части, выбор основного гидросилового и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды и технико-экономическое обоснование эффективности проекта.

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Водохранилище Атакенского гидроузла находится в северо-восточной части Узбекистана. Климат района относится к континентальному субтропическому типу с мягкой зимой и сухим жарким летом. Лето, особенно на равнинной части, жаркое и продолжительное. Зимой часто бывают оттепели. Однако с приходом холодных воздушных масс температура воздуха может понижаться до -30°C .

Основные климатические показатели:

Средняя температура наружного воздуха:

- в наиболее холодный месяц года	$-2,0^{\circ}\text{C}$
- в наиболее жаркий месяц года	$+26^{\circ}\text{C}$
- среднегодовая температура	$-4,5^{\circ}\text{C}$

Средняя относительная влажность воздуха:

- в наиболее холодный месяц года	82%
- в наиболее жаркий месяц года	56%
- среднегодовая влажность	50%

Абсолютная минимальная температура наружного воздуха	$-30,0^{\circ}\text{C}$
Абсолютная максимальная температура наружного воздуха	$+44,0^{\circ}\text{C}$
Количество осадков за год	250 мм

1.1.2 Гидрология

Река Чирчик — горная река в Ташкентской области Узбекистана, правый приток реки Сырдарья. Берет свое начало в Кыргызстане в месте слияния двух рек: Чаткал и Пскем. В реку впадают два относительно крупных притока: правосторонний приток Угам и левосторонний приток Аксаката. Протяженность реки — 225 км. Площадь бассейна составляет — 10900 км².

На верхнем участке (около 30 км) Чирчик течет в каньоне, ниже долина расширяется и теряет характерные особенности рельефа. Питание реки Чирчик смешанное, при этом основными источниками питания являются снега Ледовые явления с ноября по март.

1.1.3 Инженерно–геологические условия

Геологическое строение створа проектируемой ГЭС отображено в приложении А. В основании сооружения залегает доломит. Ширина по створу **780** метров. Дно находится на отметке 820 метров.

Грунтовые воды залегают на глубинах 1-2 м в долине Чирчика и 15-25 м на водоразделах пролювиальной равнины.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

В Узбекистане функционируют 37 электростанций, установленная мощность которых составляет 11200 МВт, в том числе тепловые электростанции - 9800 МВт, гидроэлектростанции - 1400 МВт с потенциальной мощностью производства электроэнергии в объеме 56-57 млрд. кВт/ч в год. Объемы вырабатываемой в республике электроэнергии позволяют удовлетворить потребности энергоемких промышленных предприятий страны; часть электроэнергии экспортируется.

Четыре тепловые электростанции имеют мощность более 1000 МВт каждая. Это Сырдарьинская ГРЭС, Ново-Ангренская ГРЭС, Ташкентская ГРЭС, Навоийская ГРЭС. Ведется строительство крупнейшей в Центральной Азии Талимарджанской ГРЭС проектной мощностью 3200 МВт.

Гидроэнергетика представлена 28 гидроэлектростанциями, из которых наиболее крупная Чарвакская ГЭС, мощностью 620 МВт.

Всего на электростанциях республики установлено 130 турбо- и гидроагрегатов, в том числе 37 современных энергоблоков единичной мощностью от 150 до 300 МВт. Предприятия министерства энергетики и электрификации осуществляют централизованное теплоснабжение в 13 городах республики. Установленная мощность водогрейных котлов составляет 6200 Гкал/ч.

В структуре первичных энергоресурсов, используемых для производства электро- и теплоэнергии, газовое топливо составляет 84%, мазут - 11% и уголь - 5%. Протяженность электрических сетей всех напряжений составляет более 227 тыс. км, в том числе напряжением 35 кВ и выше - 33,9 тыс. км, кабельных линий электропередачи - 10,3 тыс. км. Установочная мощность сетевых трансформаторов превышает 42600 МВА. Программой развития экспортного потенциала Республики Узбекистан намечается увеличение производства электроэнергии с 46,5 млрд. кВт/ч в 1997 году до 51,7 млрд. кВт/ч, в том числе на экспорт будет направлено 200 млн. кВт/ч. В этих целях на период до 2000

года предусматривается завершение строительства Ново-Ангренской ГРЭС с вводом энергоблока 300 МВт на базе ангреного угля, Мубарекской ТЭЦ с вводом турбогенератора мощностью 80 МВт и ввод в эксплуатацию первого энергоблока 800 МВт на Талимарджанской ГРЭС с использованием малосернистого газа Шуртанского месторождения, что создает благоприятные условия для иностранных и внутренних инвесторов.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:

Энергосистема: ОЭС Юг.

Годовой максимум нагрузки 15043 МВт.

Установленная мощность существующих ГЭС 3289 МВт.

Гарантированная мощность существующих ГЭС по зиме: 2800 МВт; по лету: 2150 МВт.

Резервы: нагрузочный резерв системы 1,5%, аварийный резерв системы 7%.

2. Схема использования реки: разомкнутый каскад.

3. Координаты кривой объемов Атакенского водохранилища представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривой объемов Атакенского водохранилища

$Z_{вб}, м$	$V, км^3$
820,00	0
840,59	0,46
853,16	0,92
862,30	1,38
869,55	1,84
875,57	2,30
880,72	2,76
885,24	3,22
889,25	3,68
892,88	4,14
896,20	4,60
899,23	5,06
902,05	5,52
904,69	5,98
907,14	6,44

4. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

$Q_{НБ}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{м}$
0	820,00
325	826,80
650	830,90
975	833,90
1300	836,20
1625	838,10
1950	839,80
2275	841,20
2600	842,50
2925	843,60
3250	844,70
3575	845,60
3900	846,50
4225	847,30
4550	848,10

5. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ 0,70.

6. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Потребление	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	1	1	1	3	3	3	3	3	2	2	1	1
Испарение	-	-	-	-	3	3	3	3	3	-	-	-
Льдообразование	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

7. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$.

8. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 1,2 \text{ м}$.

9. НПУ гидроузла – 890 м.

10. Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды р. Чирчик в створе Атакенской ГЭС за период 1964 – 2013 гг. представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1964	57	53	51	195	1068	1026	163	182	192	92	37	39	263
1965	31	46	51	95	954	1170	159	176	128	53	74	39	248
1966	55	55	65	191	1124	1990	176	170	213	97	85	64	357
1967	35	61	59	120	1415	792	184	94	194	98	54	29	261
1968	17	21	36	122	648	545	124	83	106	62	54	22	153
1969	46	53	44	172	1108	1243	109	240	240	118	81	62	293
1970	83	76	45	149	982	1115	143	129	113	106	58	69	256
1971	31	51	39	165	1415	1588	187	137	170	100	69	57	334
1972	79	74	57	213	1377	1075	307	231	295	77	88	44	326
1973	51	55	47	202	1301	841	158	159	105	92	36	49	258
1974	51	58	75	150	1597	887	281	176	195	94	74	87	310
1975	32	21	43	169	923	750	106	113	143	52	35	22	201
1976	25	40	29	77	1063	1046	103	139	151	51	62	40	236
1977	28	51	33	73	534	672	85	103	79	40	42	23	147
1978	70	40	37	131	1083	1570	182	209	200	61	42	32	305
1979	25	22	43	100	934	486	95	98	124	65	36	37	172
1980	31	35	35	185	946	1493	103	159	149	70	74	58	278
1981	43	50	62	157	1383	700	122	201	143	66	40	57	252
1982	42	44	50	152	1299	1307	191	165	251	118	58	79	313
1983	45	40	62	119	1276	1185	109	159	140	107	81	65	282
1984	38	32	44	89	1149	485	97	112	144	42	33	44	192
1985	24	33	50	169	1097	545	107	74	137	75	35	51	200
1986	49	68	55	124	836	1493	104	206	221	53	51	52	276
1987	23	38	49	87	1113	813	140	119	95	38	55	47	218
1988	55	65	40	216	869	1407	126	230	195	73	77	37	283
1989	77	44	59	340	1325	2343	268	139	305	89	137	51	431
1990	45	57	62	255	1139	1363	170	230	256	127	85	51	320
1991	42	31	18	91	731	809	94	82	91	64	27	20	175
1992	47	36	37	88	665	907	77	157	134	44	50	40	190
1993	53	57	53	131	638	1441	84	179	186	62	66	57	251
1994	30	33	47	98	722	1033	69	127	139	36	49	37	202

Продолжение таблицы 2.4

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1995	29	29	36	75	988	1036	125	107	112	69	31	31	222
1996	25	25	21	94	578	707	51	83	79	32	45	15	146
1997	36	35	44	121	981	1624	129	273	244	80	54	44	305
1998	36	15	27	104	606	705	96	79	89	37	40	20	155
1999	61	43	55	150	959	902	231	142	268	72	74	45	250
2000	23	30	28	83	691	499	105	52	72	49	39	27	142
2001	36	16	22	98	601	2090	122	109	106	29	49	33	276
2002	81	40	66	226	1555	824	143	222	121	133	103	79	299
2003	51	46	31	100	1132	616	102	170	139	80	51	30	212
2004	20	33	29	97	802	840	92	98	51	44	40	16	180
2005	76	31	60	218	1504	902	176	120	215	67	69	72	293
2006	25	55	50	127	1102	631	188	84	98	92	45	38	211
2007	38	65	39	142	813	1093	148	149	217	58	81	29	239
2008	69	35	37	208	796	740	202	196	129	109	54	69	220
2009	38	38	32	137	1082	672	119	155	74	68	58	46	210
2010	42	43	27	202	1048	1029	107	121	121	54	47	44	240
2011	55	32	58	246	891	800	261	217	134	67	53	62	240
2012	25	35	24	87	851	1031	82	119	74	36	36	47	204
2013	81	82	58	172	960	1277	209	311	196	143	57	80	302

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

Целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Будем считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья V -VI месяцы; к периоду межени VII - IV месяцы).

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

где n – общее число членов ряда;

m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и средних за зимний сезон), ранжированного в убывающем порядке.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90 и 50% соответственно.

Результаты сведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов

Межень		Среднегодовой		Половодье		m	$P, \%$
Расход	Год	Расход	Год	Расход	Год		
151	1989	431	1989	1834	1989	1	1,96
147	1972	357	1966	1557	1966	2	3,92
134	1990	334	1971	1502	1971	3	5,88
124	1974	326	1972	1346	2001	4	7,84
121	2002	320	1990	1327	1978	5	9,80
120	2013	313	1982	1303	1982	6	11,76
117	1966	310	1974	1303	1997	7	13,73
117	1969	305	1997	1251	1990	8	15,69
115	1982	305	1978	1242	1974	9	17,65
111	1988	302	2013	1231	1983	10	19,61
111	2008	299	2002	1226	1972	11	21,57
110	2005	293	1969	1220	1980	12	23,53
106	1964	293	2005	1203	2005	13	25,49
106	1997	283	1988	1190	2002	14	27,45
101	1971	282	1983	1176	1969	15	29,41
100	1978	278	1980	1165	1986	16	31,37
98	1986	276	1986	1138	1988	17	33,33
97	1970	276	2001	1104	1967	18	35,29
97	1999	263	1964	1071	1973	19	37,25
97	2007	261	1967	1062	1965	20	39,22
95	1973	258	1973	1055	1976	21	41,18
94	1981	256	1970	1049	1970	22	43,14
93	1967	252	1981	1047	1964	23	45,10

Окончание таблицы 2.5

Межень		Среднегодовой		Половодье		m	P, %
Расход	Год	Расход	Год	Расход	Год		
93	1993	251	1993	1042	1981	24	47,06
93	1983	250	1999	1040	1993	25	49,02
90	1980	248	1965	1039	2010	26	50,98
85	1965	240	2010	1012	1995	27	52,94
85	2011	240	2011	963	1987	28	54,90
81	2010	239	2007	953	2007	29	56,86
80	2006	236	1976	941	2012	30	58,82
80	2003	222	1995	878	1994	31	60,78
77	2009	220	2008	877	2009	32	62,75
76	1985	218	1987	874	2003	33	64,71
74	1975	212	2003	867	2006	34	66,67
72	1976	211	2006	849	2013	35	68,63
71	1992	210	2009	837	1975	36	70,59
69	1987	204	2012	821	1985	37	72,55
68	1984	202	1994	821	2004	38	74,51
67	1994	201	1975	817	1984	39	76,47
65	1968	200	1985	786	1992	40	78,43
65	1979	192	1984	770	1991	41	80,39
64	1995	190	1992	768	2008	42	82,35
62	2001	180	2004	710	1979	43	84,31
57	2012	175	1991	710	1999	44	86,27
56	1991	172	1979	1998	656	45	88,24
56	1977	155	1998	1996	643	46	90,20
54	1998	153	1968	1977	603	47	92,16
52	2004	147	1977	1968	597	48	94,12
51	2000	146	1996	2000	595	49	96,08
47	1996	142	2000	2011	550	50	98,04

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

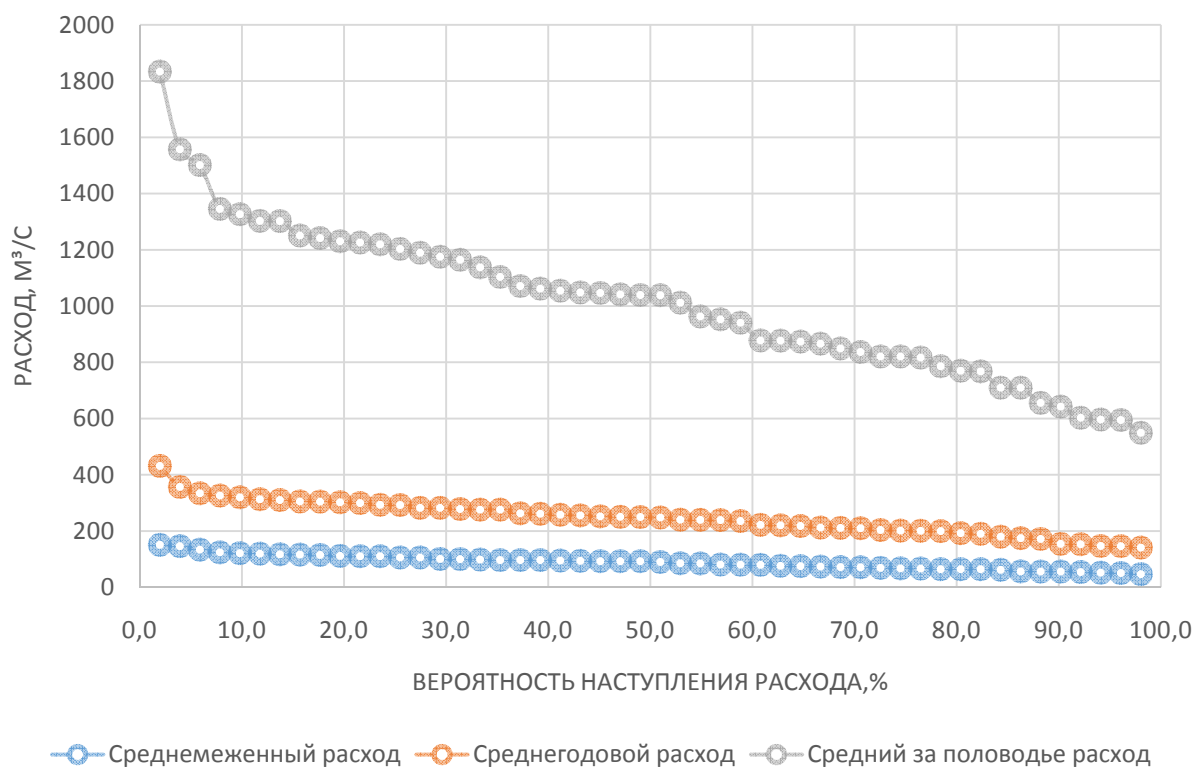


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

Выбор расчётного года (P=50%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1965 г.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1963г.:

$$K_M = \frac{Q_{M1980}}{Q_{M1995}} = \frac{90}{85} = 1,06; \quad (2.2)$$

$$K_{П} = \frac{Q_{П2010}}{Q_{П1965}} = \frac{1039}{1062} = 0,98. \quad (2.3)$$

За расчётный год принимаем 1965 г.

Выбор расчётного года (P=90%)

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: 1998.

Коэффициенты приведения по межени и половодью для 1998г.:

$$K_M = \frac{Q_{M1977}}{Q_{M1998}} = \frac{56}{54} = 1,03; \quad (2.4)$$

$$K_{п} = \frac{Q_{п1996}}{Q_{п1998}} = \frac{643}{565} = 0,98. \quad (2.5)$$

За расчётный год принимаем 1998 г.

Выбрав расчетные гидрографы, уточним годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты приведения (таблицы 2.6 и 2.7).

Таблица 2.6 - Расчетный маловодный год с приведением по межени и половодью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{пр90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	37	15	28	107	594	691	98	81	91	38	41	21

Таблица 2.7 - Расчетный средневодный год с приведением и корректировкой по межени и половодью

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{пр50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	33	49	54	100	933	1144	168	186	135	56	78	41
$Q_i^{корр50\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	37	49	54	107	933	1133	168	186	135	56	78	41

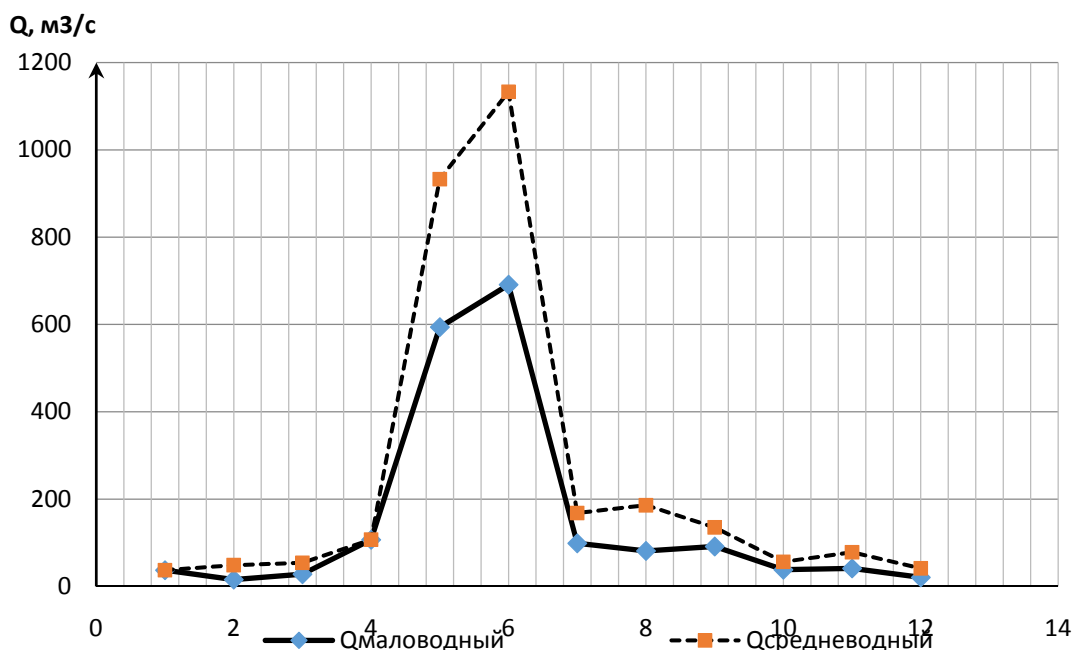


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.3 Определение максимального расчетного расхода

Согласно [1], проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс капитальности. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 1,0 % (основной расчётный случай). Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 %).

Средний паводковый расход реки находится по формуле:

$$\bar{Q} = \frac{\sum Q_i}{n} = \frac{1067}{1281} = 0,83. \quad (2.6)$$

где n – объём выборки (ряд лет).

Коэффициент вариации или изменчивости находится по формуле:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(k - 1)^2}{n}}, \quad (2.7)$$

где K_i - модульный коэффициент, который определяется по формуле:

$$k = \frac{Q_n}{Q_{ср}}, \quad (2.8)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле:

$$C_s = \frac{\sum(k - 1)^3}{C_v^3 \cdot n}, \quad (2.9)$$

Результаты расчета представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Вычисление расходов, заданной обеспеченности средних годовых расходов воды

$p, \%$	Q_s
0,01	1523
0,1	1359

2.4 Построение суточных графиков нагрузки

Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах.

Расчёт интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периода сведены в таблицы 2.9.

Суточные графики нагрузки и ИКН представлены в приложении А рисунок А.1 и А.2 для зимнего и летнего периодов соответственно.

Таблица 2.9 – Координаты интегральной кривой нагрузки для летнего и зимнего периода

$P_{зима}$	$\mathcal{E}_{зима}$	$P_{лето}$	$\mathcal{E}_{лето}$
13039	0	10571	0
12883	156	10476	95
12744	295	10297	274
12596	443	10189	382
12505	534	10029	542
12499	540	10016	555
12435	604	9982	589
12393	646	9840	731
12336	703	9697	874
12304	735	9694	877
12243	796	9596	975
12240	799	9504	1067
12179	860	9416	1155
12140	899	9181	1390
11946	1093	8630	1941
11033	2006	8601	1970
10808	2231	8292	2279
10382	2657	8202	2369
10175	2864	8113	2458
8932	4107	7670	2901
8542	4497	7646	2925

Продолжение таблицы 2.9

$P_{зима}$	$\mathcal{E}_{зима}$	$P_{лето}$	$\mathcal{E}_{лето}$
8478	4561	7607	2964
8417	4622	7501	3070
8406	4633	7304	3267

2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы носит синусоидальный характер и для рабочего дня каждого месяца определяется по формуле:

$$P_t^{max} = a_{max} + b_{max} \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.10)$$

где t – порядковый номер месяца в году,
 a, b – коэффициенты, определяемые по формулам:

$$a_{max} = P_c^{max} \cdot \frac{1+a_{лет}}{2} = 15043 \cdot \frac{1+0,58}{2} = 11884, \quad (2.11)$$

$$b_{max} = P_c^{max} \cdot \frac{1+a_{лет}}{2} = 15043 \cdot \frac{1+0,58}{2} = 3159. \quad (2.12)$$

Годовой график среднемесячных нагрузок:

$$\bar{P}_t = P_t^{max} \cdot \beta_t^{сут} \cdot \sigma_{мес}; \quad (2.13)$$

где \bar{P}_t – среднемесячная мощность,

$\beta_t^{сут}$ – коэффициент плотности суточного графика нагрузки t -го месяца;

$\sigma_{мес}$ – коэффициент внутримесячной неравномерности нагрузки, который обычно изменяется в пределах 0,94—0,97.

$\beta_t^{сут}$ был определён из реальных графиков нагрузки ОЭС Юга для лета и зимы. Промежуточные значения найдем по линейному закону (рисунок 2.3).

Значения годового и среднемесячного графиков нагрузки представлены в таблице 2.10. График максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы представлен на рисунке 2.6.

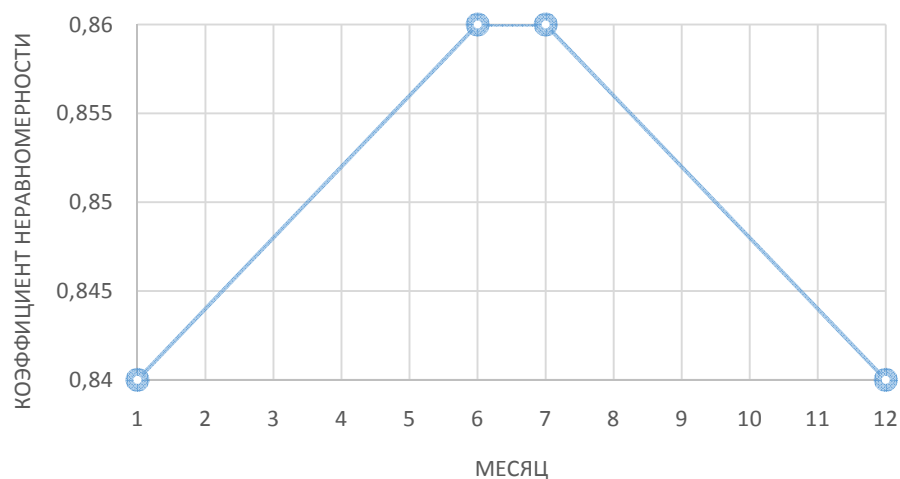


Рисунок 2.3 – Изменение коэффициента плотности

Таблица 2.10 - Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	β_t	P_{max} , МВт	$P_{ср}$, МВт
I	0,84	14935	11918
II	0,844	14118	11320
III	0,848	12702	10232
IV	0,852	11066	8957
V	0,856	9650	7848
VI	0,86	8833	7216
VII	0,86	8833	7216
VIII	0,856	9650	7848
IX	0,852	11066	8957
X	0,848	12702	10232
XI	0,844	14118	11320
XII	0,84	14935	11918

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлен на рисунке 2.4.

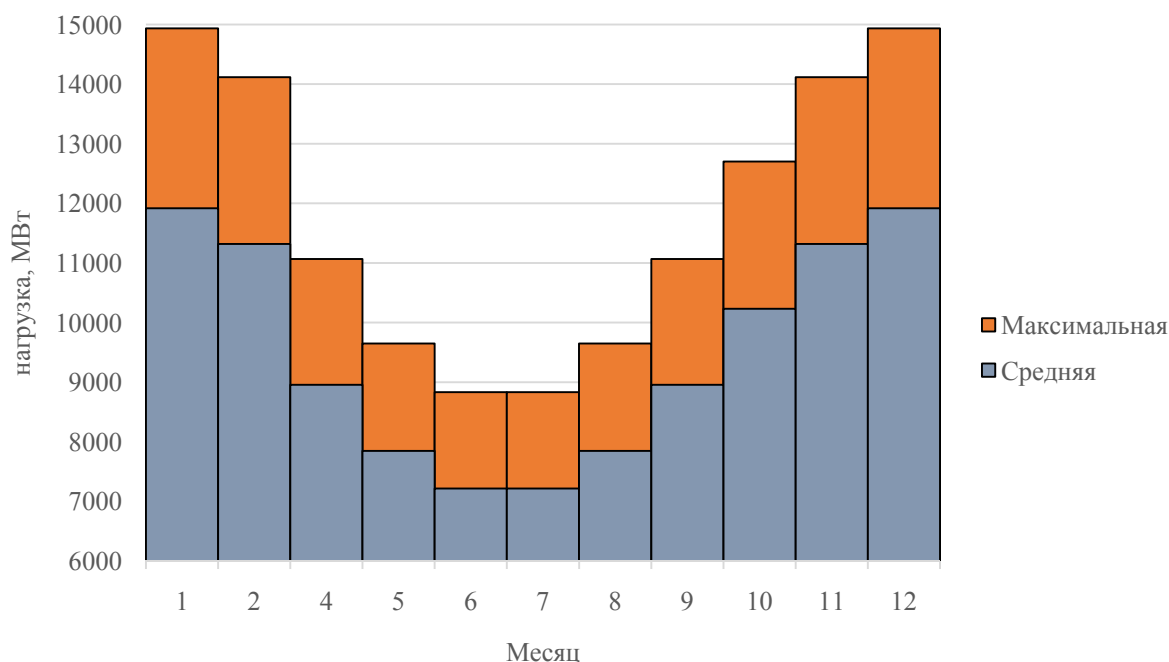


Рисунок 2.4 – Графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.6 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию. Участие в покрытии суточных графиков нагрузки задается по существующим ГЭС в виде установленной мощности и среднесуточной выработке:

$$N_{\text{уст.сущ}} = 3298 \text{ МВт}, \quad (2.14)$$

Используя ИКН по среднесуточной выработке, определили зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы, то есть построим прямоугольный треугольник, один катет которого равен выработке станции за сутки, а второй катет равен установленной мощности существующих ГЭС. Затем определили место полученных треугольников на интегральной кривой так, чтобы его катеты были параллельны координатным осям и проецируем участок, который он занял, на суточный график нагрузки.

2.7 Водно-энергетический расчёт

2.7.1 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Расчетные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны в первую очередь покрываться существующими станциями, для чего необходимо вписать эти станции в графики, используя заданную по ним исходную информацию.

Используя кривую связи по нижнему бьефу, произведен расчет работы по бытовому стоку и по ВХК, получены вырабатываемые мощности. Посчитана разность мощности по бытовому стоку и ВХК. Полученные значения просуммированы. Сумма получилась положительной, что соответствует избытку воды, то есть необходимо распределить её по месяцам.

Расчёты по бытовому стоку и требованиям участников ВХК произведены с использованием следующих зависимостей:

$$N = K_N \cdot Q \cdot H_{\text{подв}} \quad (2.15)$$

где K_N - коэффициент мощности; Q –расход;

$H_{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС.

$$H_{\text{подв}} = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t)) - \Delta h, \quad (2.16)$$

где $Z_{\text{вб}}$ - отметка верхнего бьефа (соответствует отметке НПУ=890 м;

$Z_{\text{нб}} \cdot (Q_{\text{нб}}(t))$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи по условию коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях.

Для вытеснения тепловых мощностей увеличил зимнюю выработку электроэнергии ГЭС сверх бытовой, что было достигнуто за счет зарегулирования водохранилища. Поэтому в период половодья проектируемого гидроузла ГЭС работает с мощностями, соответствующими требованиям ВХК. При этом избытки притока воды во время половодья аккумулируются в водохранилище для последующего использования в зимний период.

Затем производим перераспределение мощности с целью максимального вытеснения мощностей тепловых станций в зимние месяцы следующим образом: определим мощность, пригодную для перераспределения и добавим эту мощность к зимним месяцам.

$$N_{\text{перерасп}} = \sum (N_{\text{быт},i} - N_{\text{ВХК},i}) = 433 \text{ МВт}. \quad (2.17)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Работа ГЭС с требованиями ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%}, \text{M}^3/\text{с}$	37	15	28	107	594	691	98	81	91	38	41	21
$Q_{\text{пол}}, \text{M}^3/\text{с}$	36	14	27	104	588	685	92	75	86	36	40	20
$Z_{\text{вб}}, \text{M}$	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890
$Z_{\text{нб,быт}}, \text{M}$	821,30	820,54	820,99	823,47	830,29	831,35	822,24	821,86	822,11	820,93	821,44	820,75
$H_{\text{быт}}, \text{M}$	67,50	68,26	67,81	65,33	58,51	57,45	66,56	66,94	66,69	67,87	67,36	68,05
$N_{\text{быт}}, \text{MВт}$	21	8	16	60	303	346	54	44	50	22	24	12
$Q_{\text{вхк}}, \text{M}^3/\text{с}$	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
$Z_{\text{нб,вхк}}, \text{M}$	822,58	822,58	822,58	822,58	821,86	821,86	821,86	821,86	821,86	821,86	822,58	822,58
$H_{\text{вхк}}, \text{M}$	66,22	66,22	66,22	66,22	66,94	66,94	66,94	66,94	66,94	66,94	66,22	66,22
$N_{\text{вхк}}, \text{MВт}$	44^{+2}_{17}	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44^{+21}_7
$N_{\text{гап}}, \text{MВт}$	260	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	260

Данный расчет выполнялся с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходов, превышающих ВХК. График без распределения и с распределением мощности представлен на рисунке 2.5.

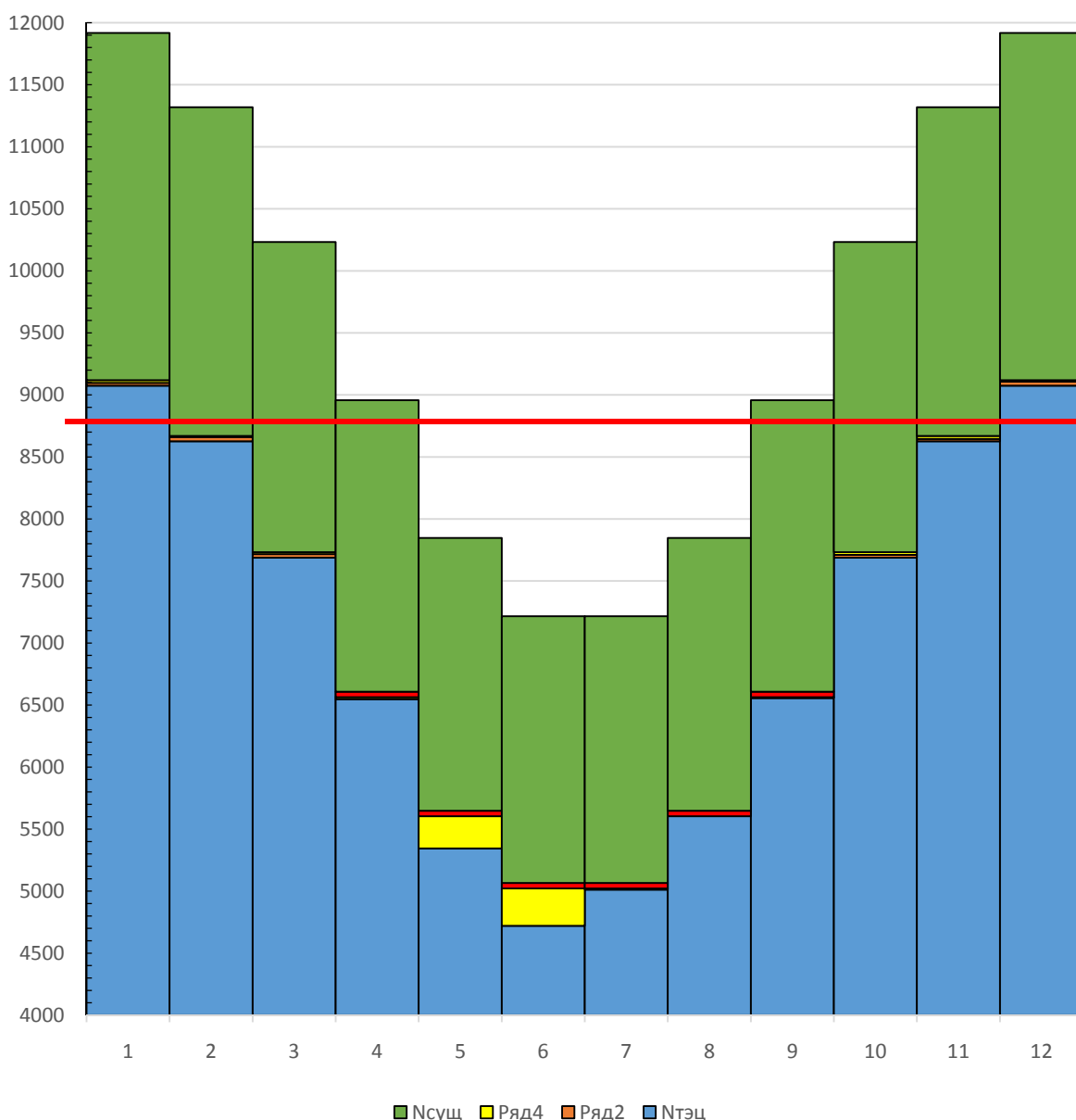


Рисунок 2.5 – Работы ГЭС с регулированием и без регулирования

2.7.2 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном и средневодном годах

Расчет начат с момента, когда водохранилище наполнено, то есть уровень воды в нем равен $V_{НПУ} = 890$ м.

Результаты расчёта представлены в приложении Б.

Результатом сработки маловодного года является получение отметки УМО (минимальной отметки верхнего бьефа), которая равна 874,28 м.

По кривой связи объемов водохранилища определяется полезный объем водохранилища.

Определение полезного объема водохранилища:

$$V_{\text{ПОЛЕЗН}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 3,76 - 2,21 = 1,55 \text{ км}^3. \quad (2.18)$$

Результаты расчетов различных вариантов сработки и наполнения водохранилища отображены в приложении А таблица А.1 и А.2 для маловодного и средневодного года соответственно.

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

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.зим}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24 = 117 \cdot 24 = 2808 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.19)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут.лет}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24 = 43 \cdot 24 = 1031 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.20)$$

Определим среднегодовую выработку электроэнергии:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.мног.}} = \sum N_i \cdot t_i = 1030 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.21)$$

2.7.3 Определение установленной мощности проектируемой станции и планирование капитальных ремонтов

Установленную мощность проектируемой ГЭС определил с помощью построенной ранее ИКН для зимы. Вписал прямоугольный треугольник, катетами которого являются: катет, параллельный оси энергии – гарантированная энергоотдача; катет, параллельный оси мощностей – вытесняющая рабочая мощность проектируемой станции. Известна величина гарантированной энергоотдачи, второй катет определил графически.

Из ИКН вытесняющая рабочая мощность:

$$N_{\text{выт.раб.}} = 147,79 \text{ МВт}. \quad (2.22)$$

Установленная мощность станции – это вытесняющая рабочая мощность с учётом резервов. Так как на проектируемой станции не предусматривается дополнительного объёма водохранилища, то располагаем на ней только нагрузочный резерв $N_{\text{рез}}^{\text{нагр}}$ равный 1,5 (%) от вытесняющей рабочей мощности.

$$N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 147,79 + 2,21 = 150 \text{ МВт}. \quad (2.23)$$

Расчет баланса мощности и энергии энергосистемы сведен в приложение А рисунок А.4 и А.5 соответственно.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

1. Выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;
2. Необходимо стремиться к минимальному числу агрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

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

Необходимо определить область допустимой работы проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (3.1):

$$H_{\text{ГЭС}}(Q_{\text{ГЭС}}) = \nabla\text{ВБ} - z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla\text{ВБ}$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе, для верхней границы $\nabla\text{ВБ} = \nabla\text{НПУ} = 880,56$ м, для линии расчётного напора $\nabla\text{ВБ} = \nabla\text{ВБ}_p = 108,5$ м, для нижней границы $\nabla\text{ВБ} = \nabla\text{УМО} = 874,28$ м;
 $z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;
 Δh –потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного попуска:

$$Q_{min} = 75 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.2)$$

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность Атакенской ГЭС из выражения;
 k_N – коэффициент мощности;
 $H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}}, \quad (3.4)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
 H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ}, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{НБ}, \text{м}$	$H^{\text{вНПУ}}, \text{м}$	$H^{\text{вУМО}}, \text{м}$	$H^p, \text{м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$
0	820,0	68,8	53,08	59,36	65	262	55	333
325	820,0	62	46,28	52,26	6	266	50	317
650	826,8	57,9	42,18	48,46	60	284	46	304
975	830,9	54,9	39,18	45,46	55	310		
1300	833,9	52,6	36,88	43,16	50	341		
1625	836,2	50,7	34,98	41,26				
1950	838,1	49	33,28	39,59				
2275	829,8	47,6	31,88	38,16				
2600	841,2	46,3	30,58	36,86				
2925	842,5	45,2	29,48	35,76				
3250	843,6	44,1	28,38	34,66				
3575	844,7	43,2	27,48	33,76				
3900	845,6	42,3	26,58	32,86				
4225	846,5	41,5	25,78	32,06				

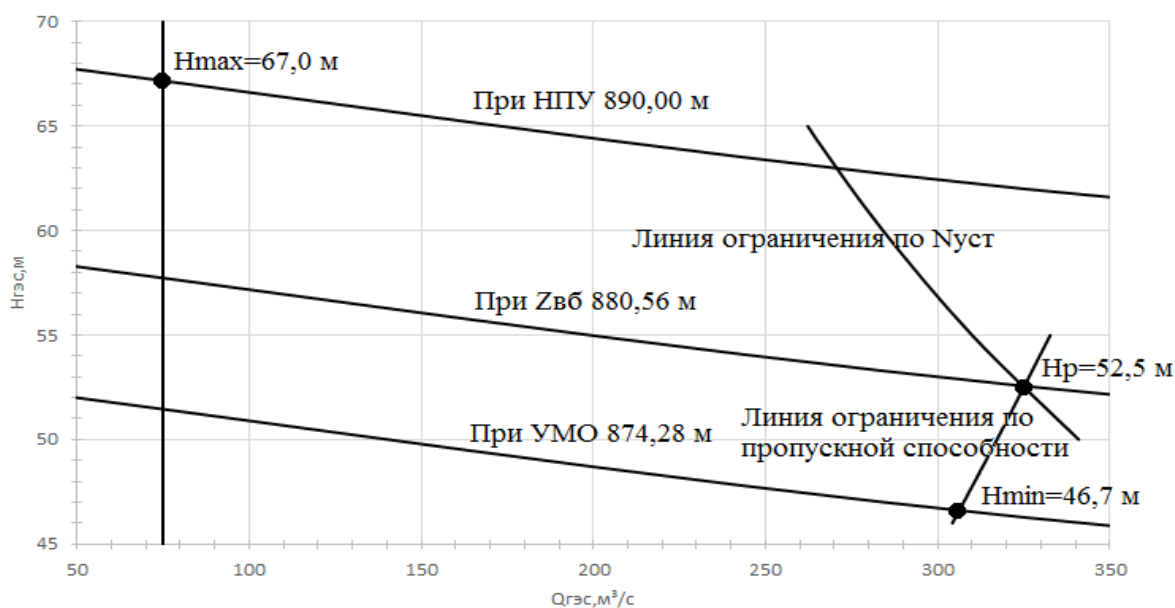


Рисунок 3.1 – Режимное поле Атакенской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

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

$$H_{\text{max}} = 67,0 \text{ м.} \quad (3.5)$$

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

$$Q^{max} = 325 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.6)$$

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

$$H_p = 52,5 \text{ м}. \quad (3.7)$$

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

$$H_{min} = 46,7 \text{ м}. \quad (3.8)$$

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Гидротурбины выбираем, исходя из величины максимального напора на станции и отношения минимального напора к предельному напору турбины. При этом если это отношение выбранной турбины больше, значит, данный тип турбины не подходит.

В таблице 3.2 представлены характеристики модельных гидротурбин, подходящих по вышеперечисленным условиям.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ70-В	ПЛД70-В	РО75-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	70	70	75
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	$n_{opt}, \text{ об/м}$	106	107	83
Оптимальный приведенный расход	$Q_{I\text{opt}}, \text{ л/с}$	860	1020	1020
Оптимальный КПД модели	$\eta_{морт}$	0,902	0,907	0,92
Приведенный максимальный расход	$Q_{I\text{max}}, \text{ л/с}$	1400	1600	1200
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q_{I\text{max}})$	0,55	0,6	0,13

Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1м}, \text{ м}$	0,46	0,345	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	6	4
Температура испытаний	$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	4	7	20

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию n'_{i0} через оптимум КПД.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин).

Коэффициент полезного действия натурной гидротурбины определяем по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_{MO}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.9)$$

где η_{MO} – коэффициент полезного действия модельной гидротурбины в точке оптимума (таблица 3.2);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям;

D_{1M} – диаметр модельной гидротурбины (таблица 3.2);

D_1 – диаметр натурной гидротурбины, по справочным данным [3];

H_M – напор на модельной гидротурбине (таблица 3.2);

H_p – расчётный напор натурной гидротурбины, формула (3.7);

v_H – кинематический коэффициент вязкости воды натурной гидротурбины;

v_M – кинематический коэффициент вязкости воды модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Для поворотно - лопастных гидротурбин коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям, определяется из следующего условия:

$$\begin{aligned} \varepsilon &= 0,75 \text{ для ПЛ, ПЛД,} \\ \varepsilon &= 0,75 \text{ для РО при } Q'_{1p} \geq Q'_{i0} = 1,17 \geq 1,02, \end{aligned} \quad (3.10)$$

где Q'_{i0} - приведенный расход воды в оптимуме главной универсальной характеристики.

Кинематический коэффициент вязкости зависит от температуры воды при испытаниях и определяется по справочным данным [-]. Для модельных гидротурбин - таблица 3.2.

Средняя температура реки Чирчик:

$$t_H = 12 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (3.11)$$

По справочным данным [-] определяем кинематический коэффициент вязкости:

$$\nu_H = 0,988. \quad (3.12)$$

Принимаем коэффициент полезного действия гидрогенератора:

$$\eta_{Г\text{ ср}} = 0,97. \quad (3.13)$$

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I\text{ p}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г\text{ ср}}, \quad (3.14)$$

где $\eta_{Г\text{ ср}}$ – средний коэффициент полезного действия генератора из выражения (3.13).

Число агрегатов:

$$z'_a = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_a}, \quad (3.15)$$

где N'_a – мощность агрегата из выражения (3.14).

Очевидно, в общем случае число агрегатов получится дробное, что потребует округления его в большую сторону до целого числа, следовательно, затем уточнения мощности агрегата, после округления числа агрегатов до целого числа. Число агрегатов рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I\text{ p}} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.16)$$

где $n'_{I\text{ p}}$ – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.2);

Δ - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к

натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [-].

Для выбранного максимального диаметра турбины и стандартного значения синхронной частоты вращения необходимо нанести на главную универсальную характеристику линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , предварительно вычислив три значения приведенной частоты вращения для указанных напоров по формуле:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.17)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T\text{ ср}}}. \quad (3.18)$$

Правая часть уравнения (3.18) является константой при всех известных его параметрах, а левая часть определяется подбором такой точки на линии n'_I , чтобы произведение $Q'_I \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Необходимо сделать перерасчёт режимного поля на координаты универсальной характеристики.

Верхняя и нижняя граница режимного поля есть горизонтальные линии, соответствующие максимальному и минимальному напору, посчитанные по формуле (3.17).

Левая граница режимного поля – линия ограничения по минимальному расходу. Приведённый расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.19)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Правая граница пересчитанного режимного поля состоит из двух линий. Верхняя линия проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата. Нижняя линия строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по формуле (3.18), подстановкой в формулу не расчётного напора, а максимального.

Рассчитанные по формулам (3.14) - (3.19) величины для разных диаметров натуральных турбин сводим в таблицу 3.3.

Произведения $Q'_I \cdot \eta_T$, в таблице 3.3, представлены в о.е. $\cdot \text{л}/\text{с}$ для удобства определения их на универсальных характеристиках.

Выбор подходящего типа гидротурбин производим в следующем порядке. В первую очередь отсеиваем типы турбины, левая граница режимного поля которых выходит за пределы универсальной характеристики или находится в непосредственной близости к оптимуму или за ним. Прикидываем положение расчётной точки, и отсеиваем гидротурбины, в которых она левее или очень близко к оптимуму. Далее отсеиваем турбины, у которых в промежутке между максимальными и минимальными приведёнными оборотами оптимум находится слишком близко к линии максимальных оборотов (из условия, что турбина должна работать с наибольшим КПД в диапазоне напоров от максимального до расчётного).

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров гидротурбины

Параметр	ПЛ70-В			ПЛД70-В-60°			РО75-В		
	4,25	4,50	4,75	3,55	3,75	4,00	3,55	3,75	4,00
D_1 , м	4,25	4,50	4,75	3,55	3,75	4,00	3,55	3,75	4,00
η_T	0,938	0,938	0,939	0,94	0,941	0,941	0,94	0,94	0,94
N'_a , МВт	87,4	97,9	109,1	71,33	79,60	90,56	49,9	55,7	63,4
Z'_a	1,72	1,53	1,37	2,1	1,88	1,66	3,0	2,7	2,4
Z_a	2	2	2	3	2	2	3	3	3
N_a , МВт	75,0	75,0	75,0	50,0	75,0	75,0	50,0	50,0	50,0
ΔP	1,040	1,040	1,041	1,037	1,037	1,038	1,047	1,048	1,048
n'_c , мин ⁻¹	184,27	174,07	164,94	222,36	210,55	197,44	173,4	164,2	153,9
n_c , мин ⁻¹	187,5	187,5	166,7	230,8	214,3	200	187,5	166,7	166,7
n'_p , мин ⁻¹	107,9	114,2	107,1	111,1	108,9	108,4	89,8	84,3	89,9
n'_{\min} , мин ⁻¹	95,5	101,1	94,8	98,3	96,4	95,9	79,5	74,6	79,6
n'_{\max} , мин ⁻¹	114,4	121,1	113,6	117,8	115,5	114,9	95,2	89,4	95,3
$Q'_{Ip} \cdot \eta$	1,16	1,03	0,93	1,11	1,49	1,31	1,1	0,98	0,86
$Q'_I \cdot \eta$, Н _{max}	0,80	0,72	0,64	0,77	1,03	0,91	0,76	0,68	0,6

Анализируя полученные варианты параметров турбин выбираем турбины: ПЛ70-В с $D_1 = 4,5$ м, $Z_a = 2$, $n_c = 187,5$ об/мин и РО75-В с $D_1 = 3,75$ м, $Z_a = 3$, $n_c = 166,7$ об/мин.

Оставшиеся турбины не подходят по одному из основных параметров:

-минимальный расход не входит в область главной универсальной характеристики;

-максимальный КПД не входит в зону работы турбины.

Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_p , подбираем такое сочетание Q'_{Ip} и η_T , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T}. \quad (3.20)$$

Возможность работы гидротурбины при минимальных расходах обеспечивает увеличение мощности и выработки электроэнергии ГЭС. Поэтому при выборе основного энергетического оборудования проектируемой ГЭС необходимо выполнять проверку возможности работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу воды. Для этого необходимо линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитать в координаты главной универсальной характеристики Q'_1 и n'_1 для двух значений напора H_{max} и H_{min} . Поскольку n'_1 для указанных напоров определялись ранее, то остается вычислить приведенный расход по формуле:

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_i}}. \quad (3.21)$$

Так как число агрегатов, обеспечивающих минимальный расход, как правило, равно единице, то:

Для ПЛ70-В:

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}} = \frac{75}{4,5^2 \cdot \sqrt{1,040 \cdot 67,0}} = 0,444 \frac{M^3}{c}; \quad (3.22)$$

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}} = \frac{75}{4,5^2 \cdot \sqrt{1,040 \cdot 46,7}} = 0,531 \frac{M^3}{c}. \quad (3.23)$$

Для РО75-В:

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{max}}} = \frac{75}{3,75^2 \cdot \sqrt{1,046 \cdot 67,0}} = 0,637 \frac{M^3}{c}; \quad (3.24)$$

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{min}}} = \frac{75}{3,75^2 \cdot \sqrt{1,046 \cdot 46,7}} = 0,763 \frac{M^3}{c}. \quad (3.25)$$

При выбранных параметрах данные турбины могут работать при минимальном расходе.

Проточная часть гидротурбины ПЛ70-В и ее главная характеристика показаны в приложении Б на рисунках Б.1 и Б.2 соответственно. Проточная часть гидротурбины РО75-В и ее главная характеристика показаны на рисунках Б.3 и Б.4 соответственно.

3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

3.2.1 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины производится с целью обеспечения ее бескавитационной работы.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Полное представление о таких режимах дает кавитационная характеристика, которая представляет собой совмещение кривой связи нижнего бьефа и характеристики $H_S(Q_{НБ})$ при различном числе работающих агрегатов ГЭС.

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_S, \quad (3.26)$$

где $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при $Q_{н.б.}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_S = B - \frac{\nabla Z_{н.б.}(Q_{н.б.})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \nabla Z_{х.пл} - \nabla H_S; \quad (3.27)$$

∇H_S – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас, равное 1,5 м; где $B=10,33$ м.вод.ст. – барометрическое давление;

$\nabla Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$ – отметка нижнего бьефа при данном расходе;

$k_\sigma = 1,05 - 1,15$ – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной (принимаем $k_\sigma = 1,05$);

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

$\nabla Z_{х.пл}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая определяется следующим образом: для осевых горизонтальных капсульных

турбин (ПЛ-ГК) $\Delta Z_{x.пл.} = -D_1/2$; для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{x.пл.} = 0$; для вертикальных ПЛД и РО-турбин $\Delta Z_{x.пл.} = B_0/2$.

Произведем расчет для турбины ПЛ70-В-450

Работа одного агрегата с $N_{уст.}$ при H_{max} :

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку 1 на характеристике $H(Q)$ при отметке НПУ=890,0м, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата: $N_a = k_N \cdot Q_a \cdot H_a$;

Координаты точки: $Q_a = 135,2 \text{ м}^3/\text{с}; H_{aэп} = 67,0 \text{ м}$.

Пересчитаем эту точку в координаты n'_1 :

$$n'_1 = \frac{187,5 \cdot 4,5}{\sqrt{67,0 \cdot 1,040}} = 101,1 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.28)$$

На универсальной характеристике проводим линию 101,1 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,18$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 824,0 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{824}{900} - 1,05 \cdot 0,18 \cdot 67 - 1,5 = -4,75 \text{ м}, \quad (3.29)$$

Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей мощности N на линии ограничения:

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2. Для нее: $Q_a = 156,6 \text{ м}^3/\text{с}; H_{aэп} = 46,7 \text{ м}$.

$$n'_1 = \frac{187,5 \cdot 4,5}{\sqrt{46,7 \cdot 1,040}} = 121,1 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.30)$$

На универсальной характеристике проводим линию 121,1 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,34$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 825,0 \text{ м}$.

$$H_S = 10,33 - \frac{825}{900} - 1,05 \cdot 0,34 \cdot 46,7 - 1,5 = -8,76 \text{ м}, \quad (3.31)$$

Работа одного агрегата с $N_{уст.}$ при H_p :

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее: Для нее:
 $Q_a = 172,1 \text{ м}^3/\text{с}; H_{азр} = 52,5 \text{ м}.$

$$n'_1 = \frac{187,5 \cdot 4,5}{\sqrt{52,5 \cdot 1,040}} = 114,2 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.32)$$

На универсальной характеристике проводим линию 114,2 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,35$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 825,5 \text{ м}.$

$$H_S = 10,33 - \frac{825,5}{900} - 1,05 \cdot 0,35 \cdot 52,5 - 1,5 = -11,38 \text{ м}, \quad (3.33)$$

Произведем расчет для турбины РО75-В-375

Высота направляющего аппарата модельной турбины:

$$B_{0M} = 0,35 \cdot D_{1M} = 0,35 \cdot 0,460 = 0,161 \text{ м}, \quad (3.34)$$

где D_{1M} – диаметр рабочего колеса модельной гидротурбины (таблица 3.2).

Высота направляющего аппарата натурной турбины:

$$b_0 = B_{0M} \cdot \frac{D_1}{D_{1M}} = 0,161 \cdot \frac{3,75}{0,460} = 1,31 \text{ м}, \quad (3.35)$$

где D_1 – диаметр рабочего колеса натурной гидротурбины из выражения (3.20);

Для радиально-осевых гидротурбин:

$$Z_{х.пл.} = \frac{B_0}{2} = \frac{1,31}{2} = 0,655 \text{ м}, \quad (3.36)$$

где B_0 – высота направляющего аппарата натурной турбины из выражения (3.24).

Работа одного агрегата $sN_{уст.}$ при H_{max} :

На режимном поле проектируемой ГЭС находим точку 1 на характеристике $H(Q)$ при отметке НПУ=890,0м, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата: $N_a = k_N \cdot Q_a \cdot H_a$;

Координаты точки: $Q_a = 91,8 \text{ м}^3/\text{с}; H_{азр} = 67,0 \text{ м}.$

Пересчитаем эту точку в координаты n'_1 :

$$n'_1 = \frac{166,7 \cdot 3,75}{\sqrt{67,0 \cdot 1,048}} = 74,7 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.37)$$

На универсальной характеристике проводим линию 74,7 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,084$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 822,4\text{м}$.

Определяем высоту отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{822,4}{900} - 1,05 \cdot 0,084 \cdot 67 - 1,5 + 0,655 = 2,66\text{м}, \quad (3.38)$$

Работа одного агрегата при N_{\min} и соответствующей мощности $N_{на}$ линии ограничения:

На режимном поле этому режиму соответствует точка 2. Для нее: $Q_a = 105,2 \text{ м}^3/\text{с}; H_{агр} = 46,7 \text{ м}$.

$$n'_1 = \frac{166,7 \cdot 3,75}{\sqrt{46,7 \cdot 1,048}} = 89,4 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.39)$$

На универсальной характеристике проводим линию 89,4 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,16$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 823,8 \text{ м}$.

$$H_S = 10,33 - \frac{823,8}{900} - 1,05 \cdot 0,16 \cdot 46,7 - 1,5 + 0,655 = 0,72 \text{ м}, \quad (3.40)$$

Работа одного агрегата с $N_{уст}$ при N_p :

На режимном поле этому режиму соответствует точка 3. Для нее: Для нее: $Q_a = 112 \text{ м}^3/\text{с}; H_{агр} = 52,5 \text{ м}$.

$$n'_1 = \frac{166,7 \cdot 3,75}{\sqrt{52,5 \cdot 1,048}} = 84,4 \text{ мин}^{-1}. \quad (3.41)$$

На универсальной характеристике проводим линию 84,4 об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,151$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{нб} = 823,8 \text{ м}$.

$$H_S = 10,33 - \frac{823,8}{900} - 1,05 \cdot 0,151 \cdot 52,5 - 1,5 + 0,655 = 0,25 \text{ м}, \quad (3.42)$$

Полученные результаты в представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D ₁ , м	Z _а , шт	n _с , об/мин	N _а , МВт	H _{s1} , м	H _{s2} , м	H _{s3} , м	▽ Z _{р.к.}	▽ Z _{р.к.}	▽ Z _{р.к.}
ПЛ70-В	4,5	2	187,5	75,0	-4,75	-8,76	-11,38	820,05	816,04	813,42
РО75-В	3,75	3	166,7	50,0	2,66	0,72	0,25	827,46	825,52	825,1

Выбираем турбину РО75-В-375 с высотой отсасывания $H_s = 0,25$ м.

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

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_s = 825,1 \text{ м.}$$

3.2.2 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ), размещение которой должно быть предусмотрено при проектировании строительной части здания ГЭС. Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА).

МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака.

Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле.

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

По номограмме [-] предварительно определяем маслонапорную установку МНУ2,5/1-40-4-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором ГА2,5/1-40 вместимостью 2,5 м³, состоящим из одного сосуда на давление 4Мпа (40кгс/см²), с маслонасосным агрегатом МА2,5-2, имеющим сливной бак вместимостью 4 м³ с двумя насосами.

Габаритные размеры гидроаккумулятора и маслонасосного агрегата представлены в таблицах 1.6 и 1.7 соответственно.

Таблица 1.6. – Габаритные размеры гидроаккумулятора ГА2,5/1-40

Обозначение	Размеры, мм					
	D	D ₁	H	H ₁	D _H	d
ГА2,5/1-40	1148	1440	3030	2600	150	40

Таблица 1.7. – Габаритные размеры МА2,5-2

Обозначение	Размеры, мм											
	B	B1	B2	L	L1	L2	L3	H	H1	H2	H3	H4
МА4-2	2200	2412	1420	1800	2012	2320	1500	1150	1050	910	650	160

Насос – 3В16/40ГТ: число сосудов – 2, подача 6,23 л/с, мощность – 33 кВт.

Электродвигатель – 4А200М2: мощность – 37 кВт, $n = 2900$ об/мин.

Общая масса МНУ – 6,1 т.

Выбираем электрогидравлический регулятор: ЭГР – 2И1 – 150– 4.

Тип панели электрооборудования – ЭГР – 2И1;

Тип гидромеханической колонки управления – ЭГР – 150 – 4;

Габаритные размеры, мм - 335× 575× 2400;

Масса – 150 кг.

3.3 Выбор гидрогенератора

$$n_c = 166,7 \frac{\text{об}}{\text{мин}}, \quad (3.43)$$

$$P = 50,0 \text{ МВА}. \quad (3.44)$$

Условие $P_{Г} \geq P_{Тне}$ выполняется. Принято решение спроектировать гидрогенератор.

Полученные параметры гидротурбины позволяют наметить соответствующие варианты параметров гидрогенераторов. Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

3.3.1 Определение параметров и размеров гидрогенератора

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos \varphi}, \quad (3.45)$$

где $\cos \varphi = 0,81-0,9$.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c}, \quad (3.46)$$

где n_c – синхронная частота гидрогенератора.

Номинальная кажущаяся мощность:

$$S_H = \frac{N_{\text{ген}}}{\cos \varphi} = \frac{50}{0,8} = 62,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.45)$$

Расчетная мощность:

$$S_p = k S_H = 1,06 \cdot 62,5 = 66,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.48)$$

где k – коэффициент, зависящий в основном от $\cos \varphi$.

Число полюсов:

$$2p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{166,7} = 36. \quad (3.49)$$

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{66,25}{36} = 1,84 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (3.50)$$

Полюсное деление:

$$\tau^* = \frac{\pi D_i}{2p}. \quad (3.51)$$

Полюсное деление зависит от удельной нагрузки и способа охлаждения:

$$\tau^* = AS^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,84^{0,239} = 0,52 \text{ м}, \quad (3.52)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,52 \cdot 36}{\pi} = 5,96 \text{ м}. \quad (3.53)$$

Далее необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет: $v_{\text{пр}} = 160 \text{ м/с}$ для генераторов кажущейся мощностью $S \leq 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

Предельную окружную скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi D_i k_{\text{разг}} n_c}{60} = \frac{\pi \cdot 5,96 \cdot 2 \cdot 166,7}{60} = 104,04 \text{ м/с}, \quad (3.54)$$

где $k_{\text{разг}}$ – коэффициент разгона $k_{\text{разг}} = 2$.

При $D_i = 5,96$ м предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме не превышает допустимых значений.

Для определения высоты активного железа необходимо найти «условный объем машины» по формуле(3.55):

$$W_S = D_i^2 l_a = \frac{30C_a S_p}{\pi n_0}, \quad (3.55)$$

где S_p –определяется по формуле (3.48);

C_a –коэффициент машины, зависящий от удельной нагрузки на полюс S^* и способ охлаждения, определяется по формуле(3.66).

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{8,9}{1,84^{0,105}} = 8,35. \quad (3.66)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_S}{D_i^2} = \frac{30C_a S_p}{\pi n_0 D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,35 \cdot 66,25}{\pi \cdot 166,7 \cdot 5,96^2} = 0,892. \quad (3.67)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому принимается ближайшее значение $l_a = 100$ см

После определения D_i и l_a уточняется конструктивное исполнение генератора: при $D_i/l_a > 5$ рекомендуется принимать зонтичное.

Внешний диаметр вала приближенно:

$$d_B = (12 \div 14)^3 \sqrt[3]{\frac{N_{\text{ген}}}{n_0}} = 13^3 \sqrt[3]{\frac{50}{166,7}} = 8,7 = 870 \text{ см}. \quad (3.68)$$

Внутренний диаметр вала:

$$\begin{aligned} d'_B &= \sqrt[4]{d_B \left(d_B^3 - 113 \frac{N_{\text{ген}}}{n_0} \right)} \\ &= \sqrt[4]{8,7 \left(8,7^3 - 113 \frac{50}{166,7} \right)} = 8,58 \text{ м}. \end{aligned} \quad (3.69)$$

Основные размеры вертикального гидрогенератора представлены в таблице

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi D_i l_a = 50 \cdot 5,96 \cdot 0,892 = 266 \text{ т}, \quad (3.70)$$

где $\psi = (44 \div 50)$ для зонтичных генераторов.

Вес ротора генератора с валом составляет 50-55% общей массы гидрогенератора.

$$G_{\text{рот}} = 0,55 \cdot G_{\text{ген}} = 0,55 \cdot 266 = 146 \text{ т}. \quad (3.71)$$

Таблица 3.3 Основные размеры генератора СВ-596/90-36.

Элемент генератора	Параметр	зависимость	значение
Статор	Высота корпуса $h_{\text{ст}}$	$(1,7 \div 1,9)l_a$	1,83 м
	Диаметр корпуса $D_{\text{ст}}$	$(1,05 + 0,0017n_0)D_i$	10,25 м
	Диаметр активной стали D_a	$D_i + (0,5 \div 0,9)$	6,5 м
Верхняя крестовина	Высота $h_{\text{в.к.}}$	$(0,1 \div 0,12)D_i$	0,72 м
Подпятник	Высота $h_{\text{п}}$	$(0,15 \div 0,2)D_i$	0,95 м
	Диаметр кожуха $D_{\text{п}}$	$(0,4 \div 0,5)D_i$	2,9 м
Надстройка	Высота h_0	$0,3 \div 0,5$	0,40 м
	Диаметр d_0	$(0,2 \div 0,25)D_i$	1,49 м
Кратер	Диаметр $D_{\text{кр}}$	$(1,4 \div 1,5)D_i$	8,9 м
	Минимальная ширина прохода b	$0,4 \div 0,5$	0,45 м

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений и схемы собственных нужд

Основные требования предъявляемые к главным схемам ГЭС:

1. надежность и безотказность в работе
2. маневренность схемы т.е. возможность лёгкого приспособления схемы к изменяющимся условиям работы, как в эксплуатации, так и при расширении станции, ремонтпригодность;
3. простота и наглядность;
4. экономичность, минимум затрат на ресурсы и времени на строительство РУ.

При учете основных требований, для Атакенской ГЭС в качестве РУ, для ВН будет применяться КРУЭ.

В энергосистеме присутствуют подстанции с напряжением 220 кВ и 500 кВ. При использовании высшего напряжения 500 кВ, это приведет к удорожанию оборудования. Принимаем класс напряжение распределительного устройства:

$$U_{\text{РУ}}^{\text{РДУ}} = 220 \text{ кВ.} \quad (4.1)$$

По формуле Г.А. Илларионова определим экономически целесообразное напряжение распределительного устройства [15]:

$$U_{\text{РУ}}^{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{N_{\text{уст}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{150}}} = 194 \text{ кВ.} \quad (4.2)$$

Окончательно принимаем напряжение распределительного устройства:

$$U_{\text{РУ}} = 220 \text{ кВ.} \quad (4.3)$$

На Атакенской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

- генераторы;
- от подстанции КТПБ 35/6;
- дизель-генераторная установка (ДГУ).

На Атакенской ГЭС – одно напряжения собственных нужд: 6кВ.

Главная схема электрических соединений представлена на чертеже «Главная схема Атакенской ГЭС». Вычерчивание главной схемы выполнено с учётом требований стандартов [16], [17], [18], [19].

4.2 Главные повышающие трансформаторы

В схеме с простыми блоками к каждому генератору подключается один трансформатор. Исходя из этого расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{N_a - \alpha_{\text{с.н.}} \cdot N_a}{\cos \varphi} = \frac{50,0 - 0,01 \cdot 50,0}{0,85} = 58,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.4)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности генератора из выражения;
 N_a – мощность агрегата.

По каталогу Запорожского трансформаторного завода [20] по напряжению генератора и напряжения распределительного устройства выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Основные параметры трансформатора:

– номинальная мощность:

$$S_T = 80000 \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad (4.5)$$

– номинальное напряжение обмотки высшего напряжения:

$$U_{\text{Т.ВН}} = 242 \text{ кВ}; \quad (4.6)$$

– номинальное напряжение обмотки низшего напряжения:

$$U_{\text{Т.НН}} = 13,8 \text{ кВ}; \quad (4.7)$$

– потери холостого хода:

$$P_{\text{хх}} = 60,0 \text{ кВт}; \quad (4.8)$$

– потери короткого замыкания:

$$P_{\text{кз}} = 280,0 \text{ кВт}; \quad (4.9)$$

– напряжение короткого замыкания:

$$u_{\text{к}\%} = 11 \%; \quad (4.10)$$

– ток холостого хода:

$$I_{\text{хх}} = 0,30 \%; \quad (4.11)$$

- схема соединения обмоток – $Y_H/\Delta - 11$;
- габаритные размеры (длина x ширина x высота) – 8000x5130x7190 мм;
- масса полная – 114200 кг, из них масло – 23200 кг.

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = z_a \cdot \frac{N_a - P_{с.н.}}{\cos\varphi} = 3 \cdot \frac{50,0 - 0,50}{0,85} = 175 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.12)$$

где z_a – число агрегатов Атакенской ГЭС;
 $P_{с.н.}$ – мощность собственных нужд одного агрегата.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ по стандарту [23]:

$$P_{\text{доп}} = 155 \text{ МВт}, \quad (4.13)$$

$$S_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{доп}}}{\cos\varphi} = \frac{155}{0,85} = 182 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.14)$$

Число линий 220 кВ:

$$n = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{доп}}} = \frac{175}{182} = 1. \quad (4.15)$$

Принимаем число ВЛ 220 кВ с учетом резервирования:

$$n_{\text{ВЛ220}} = 2. \quad (4.16)$$

Ток воздушной линии:

$$I_{\text{ВЛ220}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{ВЛ220}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ру}}} = \frac{175}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,230 \text{ кА}, \quad (4.17)$$

где $U_{\text{ру}}$ – напряжение линии электропередачи из выражения (4.1).

Расчётный ток воздушной линии:

$$I_{\text{расч}} = a_i \cdot a_T \cdot I_{\text{ВЛ220}} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 0,230 = 0,254 \text{ кА}, \quad (4.18)$$

где a_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, принимаем $a_i = 1,05$ [14];
 a_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, принимаем $a_T = 1,05$ [14].

Ток для проверки сечения кабеля по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = 2 \cdot I_{\text{расч}} = 2 \cdot 0,254 = 0,508 \text{ кА}. \quad (4.19)$$

По значениям, полученным в формулах (4.18) и (4.19), выбираем провод АС 240/32 с длительнодопустимым током:

$$I_{\text{доп}} = 0,520 \text{ кА}. \quad (4.20)$$

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Стандарт [10] регламентирует схему распределительного устройства. Для распределительного устройства 220 кВ и четырех присоединений (два генераторных присоединения и две воздушные линии) применяется схема две системы сборных шин без секционирования (рисунок 4.1).

Каждое присоединение имеет линейный выключатель, разъединитель, трансформатор тока.

На каждой из шин секций установлены трансформатор напряжения и ограничитель перенапряжения.

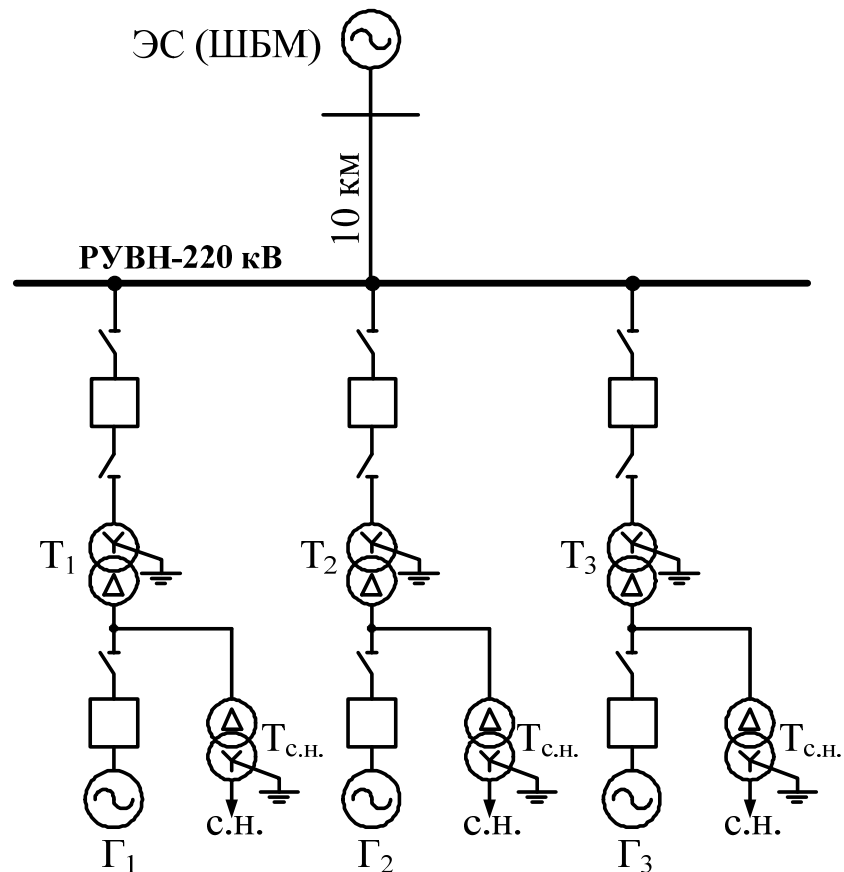


Рисунок 4.1 – Схема выдачи мощности Атакенской ГЭС

4.4 Электротехническое оборудование

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

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

Один из важнейших вопросов – обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

4.4.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Расчётная мощность трансформатора собственных нужд [14]:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\alpha_{\text{с.н.}} \cdot N_{\text{уст}}}{\cos \varphi} = \frac{0,01 \cdot 50}{0,85} = 588 \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad (4.21)$$

Компания «ЗЭТ ЭНЕРГО» предоставляет возможность заказ трансформаторов с нестандартным рядом напряжений. Принимаем трансформатор собственных нужд ТСЗЛ – 630/13,8/6, стоимостью 800 тыс.руб. Таких трансформаторов потребуется 2 штуки. Общая стоимость составит – 1600тыс.руб.

Выбранный трансформатор сухой, имеет литую изоляцию. Сухие трансформаторы имеют более низкий уровень шума, пожаробезопасны и имеют крайне малые эксплуатационные затраты в сравнении с масляными. Так же их обмотки не имеют открытых частей, что делает их защищенными от пыли, влаги и плесени.

Так же осуществляется резервирование собственных нужд от п/с КТПБ 35/6. Выбираем трансформатор фирмы «Тольятти трансформатор» ТДЦ-6300/35, стоимостью 4850 тыс. рублей.

4.4.2 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_1 = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,26 \cdot \frac{13,8^2}{62,5} = 0,792 \text{ Ом}; \quad (4.23)$$

$$r_1 = \frac{1,22 \cdot x_1}{\omega \cdot T_{\text{а.Г}}} = \frac{1,22 \cdot 0,792}{314 \cdot 0,045} = 0,068 \text{ Ом}. \quad (4.24)$$

где x_d'' –сверхпереходное продольное сопротивление генератора из выражения (3.66);

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора из выражения (3.63);

$S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность генератора из выражения (3.60).

4.2. Схема для расчёта в программном комплексе представлена на рисунке

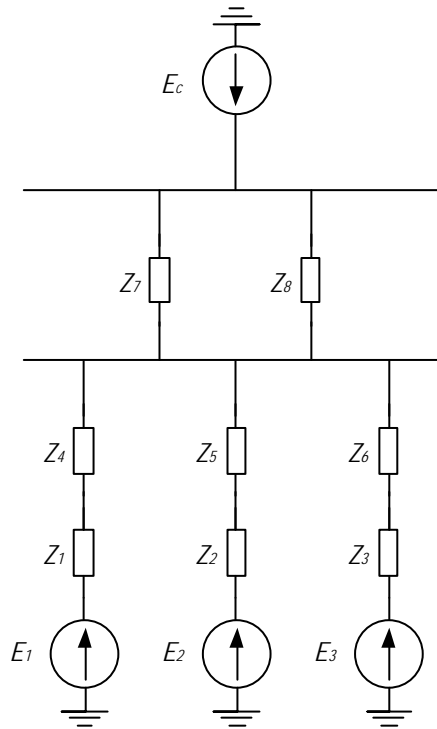


Рисунок 4.2 – Схема для расчёта в программном комплексе RastrWin

Сопротивление трансформатора:

$$x_2 = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{Т.ВН}^2}{S_T} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}; \quad (4.25)$$

$$r_2 = \frac{\Delta P_{к}}{2} \cdot \frac{U_{Т.ВН}^2}{S_T^2} = \frac{0,28}{2} \cdot \frac{242^2}{80^2} = 1,28 \text{ Ом}. \quad (4.26)$$

где $u_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора из выражения (4.10);

$U_{Т.ВН}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора из выражения (4.6);

S_T – полная номинальная мощность трансформатора из выражения (4.5);

$P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора из выражения (4.9).

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС 240/32 [14]:

$$x_{о,уд} = 0,435 \text{ Ом/км}; \quad (4.27)$$

$$r_{о,уд} = 0,12 \text{ Ом/км}. \quad (4.28)$$

Сопротивление воздушной линии 220 кВ:

$$x_3 = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 10 = 4,35 \text{ Ом}; \quad (4.29)$$

$$r_3 = r_{0,уд} \cdot l = 0,12 \cdot 10 = 1,2 \text{ Ом}. \quad (4.30)$$

где l – длина электропередачи ($l = 10$ км).

Эквивалентное сопротивление линий 220 кВ:

$$x_4 = \frac{x_3}{n} = \frac{4,35}{2} = 2,175 \text{ Ом}; \quad (4.31)$$

$$r_4 = \frac{r_3}{n} = \frac{1,2}{2} = 0,6 \text{ Ом}. \quad (4.32)$$

где n – число линий электропередачи.

ЭДС генераторов:

$$E_1 = 1,13 \cdot U_{ном} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,6 \text{ кВ}; \quad (4.33)$$

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

ЭДС системы:

$$E_2 = 230 \text{ кВ}; \quad (4.34)$$

Ниже представлены таблицы с внесёнными в ПК исходными данными (таблица 4.2 – 4.4) и обработанными результатами расчёта (таблица 4.5).

Таблица 4.2 – Исходные данные по узлам

Тип	Номер	Название	$U_{ном}$, кВ
у	1	Генератор 1	13,8
у	2	Генератор 2	13,8
у	7	Система	230

Таблица 4.3 – Исходные данные по ветвям

Тип	тип0	$N_{нач}$	$N_{кон}$	R	X	КТ/г	r0	x0
ЛЭП	ЛЭП	1	2	1,96	7,11	0,06	1,96	21,33
Тр-р	Тр-р	2	3	1,28	80,53	0,06	1,28	80,53
Тр-р	Тр-р	3	4	1,28	80,53	0,06	1,28	80,53

Таблица 4.4 – Исходные данные по генераторам

№агр	Название	№ узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1	Система	1	0,8	8,82	0,8	8,82	0,8	8,82	230
2	Генератор 1	3	0,068	0,792	0,068	0,792	0,068	0,792	13,8
3	Генератор 2	4	0,068	0,792	0,068	0,792	0,068	0,792	13,8

Таблица 4.5 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках

Точка КЗ	Источник	$I_{по}^{(3)}$, кА	T_a , с	i_y , кА	$I_{по}^{(1)}$, кА
К-1 (Шины 13,8 кВ)	Г1	18,87	0,037	47,05	–
	Система	35,42	0,062	92,72	–
	Суммарное значение	54,29	–	139,8	–
К-2 (Шины 220 кВ)	Суммарное значение	11,45	0,022	26,47	12,59

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. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

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

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г3:

$$I_{Г \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{62,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 2,746 \text{ кА}, \quad (4.36)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора;
 $S_{НОМ}$ – полная номинальная мощность генератора.

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

$$I_{Т \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.ВН}} = 1,05 \cdot \frac{80}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,20 \text{ кА}, \quad (4.37)$$

где $U_{Т.ВН}$ – номинальное напряжение генератора из выражения (4.4);

S_T – полная номинальная мощность трансформатора из выражения (4.5).

Присоединения линий связи с системой:

$$I_{ВЛ \text{ раб.мах}} = I_{ВЛ220} = 0,321 \text{ кА}, \quad (4.38)$$

$$I_{ВЛ \text{ раб.утж}} = I_{ВЛ220 \text{ утяж}} = 0,482 \text{ кА}, \quad (4.39)$$

где $I_{ВЛ220}$ – ток воздушной линии из выражения (4.17);

$I_{ВЛ220 \text{ утяж}}$ – ток аварийного режима из выражения (4.21).

4.4.4 Выбор и проверка аппаратов 220кВ

Выключатели КРУЭ выбираем также по суммарному току однофазного короткого замыкания, так как он превосходит значение трехфазного.

Из соображений удобства компоновки и эксплуатации РУ во всех цепях устанавливаем одинаковые выключатели, разъединители и трансформаторы тока.

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

Проверка и выбор выключателей представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Выбор и проверка выключателей

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель фирмы «Энергомеханический завод» ЯЭГ-220	В состав выбранной ячейки КРУЭ входит разъединитель, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительной проверки не требуется. $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ};$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ кА};$ $i_{\text{пр.скв}} = 130 \text{ кА}.$
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	
$I_{\text{рабмах}} = 482 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 12,59 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 40 \text{ кА}$	
$i_y = 26,47 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 130 \text{ кА}$	
$I_{\text{по}} = 12,59 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$	
$B_k = 6,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{в}}) = 12,59^2 \cdot (0,01 + 0,03) = 6,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

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

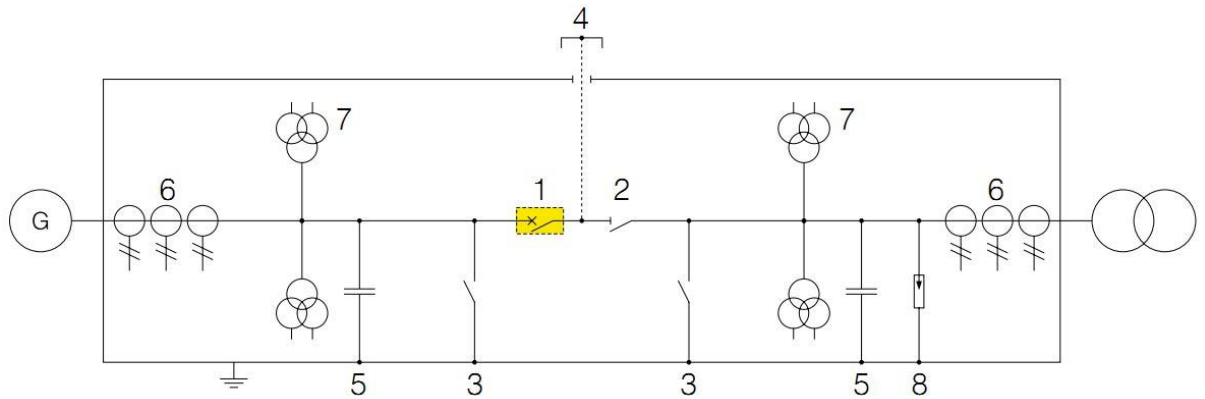


Рисунок 4.11 – Схема блока Атакенской ГЭС

1 – генераторный выключатель; 2 – разъединитель; 3 – заземлитель; 4 – ручной короткозамыкатель; 5 – конденсатор; 6 – трансформаторы тока; 7 – трансформаторы напряжения; 8 – ОПН

4.4.5 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

Генераторные выключатели выбираем по наибольшему току трехфазного КЗ в точке К-1.

Параметры генераторного комплекса представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры генераторного комплекса

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель элегазовый фирмы «Электроаппарат» ВГГ-15-50/6300	Разъединитель
$U_{\text{сети ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб макс}} = 4033 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 35,42 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв.}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 92,72 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв.}} = 130 \text{ кА}$	–
$I_{\text{по}} = 35,42 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 50 \text{ кА}$	–
$B_{\text{к}} = 138,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{рз}} + t_{\text{в}}) = 35,42^2 \cdot (0,01 + 0,1) = 138,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Для безопасного ведения работ на генераторе и трансформаторе блока, трансформатор должен быть заземлён с двух сторон [29], следовательно, в цепи генераторного напряжения требуется установка разъединителя. На генераторном напряжении выбираем разъединитель РВРЗ-1-10,5/8000 МУЗ

[28]. (разъединитель внутренней установки с заземлителем со стороны шарнирных контактов) производства «Электрощит».

Исходя из ПУЭ [29], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 13,8 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПНп-10,5/680/17,5 [30] (п – полимер, материал покрышки; 680 – величина тока пропускной способности, А; 17,5 – наибольшее длительно допустимое действующее значение рабочего напряжения, кВ) фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

Измерительный трансформаторы тока – ТШЛ-СЭЩ 10,5 [28] (четыре вторичных обмотки) со стороны главных выводов, ТЗЛК-СЭЩ [28] со стороны нулевых, на присоединении трансформатора собственных нужд ТОЛ-СЭЩ (четыре вторичные обмотки) 10,5 [28] фирмы «Электрощит».

Измерительные трансформаторы напряжения – 3хЗНОЛ-СЭЩ 10,5 [28] (трёхфазная группа, с литой изоляцией, заземляемый) фирмы «Электрощит».

Класс точности измерительных трансформаторов тока должен быть не ниже 0,5 (для приборов учёта электроэнергии) [29].

5 Релейная защита и автоматика ГЭС

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и ненормальных режимов работы устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики (в том числе устройствами регулирования), которые по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы защищаемого объекта и постоянно находиться в работе, кроме устройств, выводимых из работы в соответствии со своим назначением и принципом действия.

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» высоковольтное оборудование должно быть оборудовано устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА), предназначенными для [20, 32]:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (обеспечения селективности действия защиты);
- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы;
- обеспечения наименее возможного времени отключения КЗ в целях сохранения оборудования и продолжения бесперебойной работы неповрежденной части оборудования.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ[20] принимаем к установке различные виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-596/90-36–62,5 МВ·А (воздушное охлаждение):

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора (от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);
- Защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения);
- Токовая защита обратной последовательности (от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора);
- Токовая защита от симметричных КЗ и перегрузок статора;
- Защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Защита от потери возбуждения;
- Защита ротора от замыканий на землю;
- Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220-У1:

1. Продольная дифференциальная защита (от внутренних повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
2. Газовая защита (от внутренних повреждений);
3. Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
4. Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора, системы охлаждения);
5. Контроль уровня масла в расширительном баке;
6. Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;
7. МТЗ на стороне НН;
8. Контроль изоляции сети НН;

Защиты ОРУ220 кВ:

- продольная дифференциальная защита шин ОРУ220кВ от всех видов КЗ;
- продольная дифференциальная защита ошинок присоединений ОРУ 220 кВ;

Защиты воздушных линий 220 кВ:

- дифференциальная защита линий (ДЗЛ) от всех видов КЗ;
- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных КЗ;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматриваем УРОВ 220 кВ.

Противоаварийная автоматика:

- автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ).

Для реализации функций АПНУ предусматривается установка:

- устройство фиксации отключения линий (УФОЛ);
- устройство передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК).

5.2 Выбор устройств релейной защиты

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

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

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

5.3 Расчет продольной дифференциальной защиты генератора

Проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора, реализованной в шкафах защит генератора фирмы «ЭКРА».

Действие защиты основано на сравнении величин и фаз токов в начале и в конце обмотки фазы статора генератора.

Схема расположения трансформаторов тока (ТТ) данной защиты представлена на рисунке 5.1. Трехфазная схема цепей переменного тока и фрагмент схемы цепей постоянного оперативного тока отображены на рисунках 5.2 и 5.3 соответственно, которые приведены для пояснения принципа действия данной защиты на примере выполнения ее на электромеханических реле.

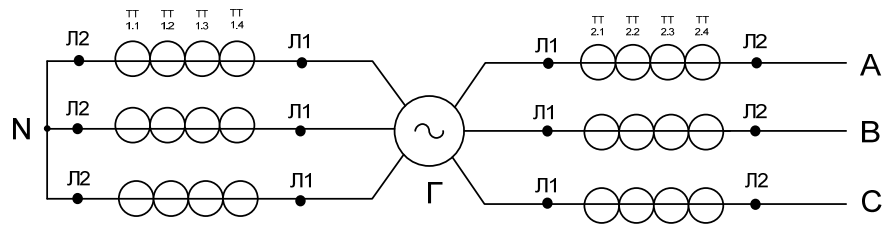


Рисунок 5.1- Принципиальная схема расположения ТТ

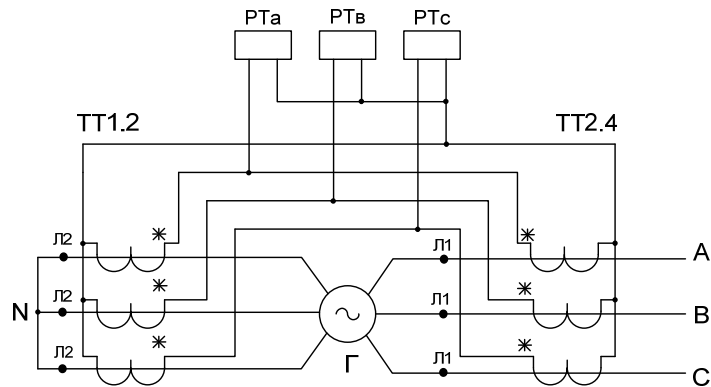


Рисунок 5.2 - Трехфазная схема цепей переменного тока

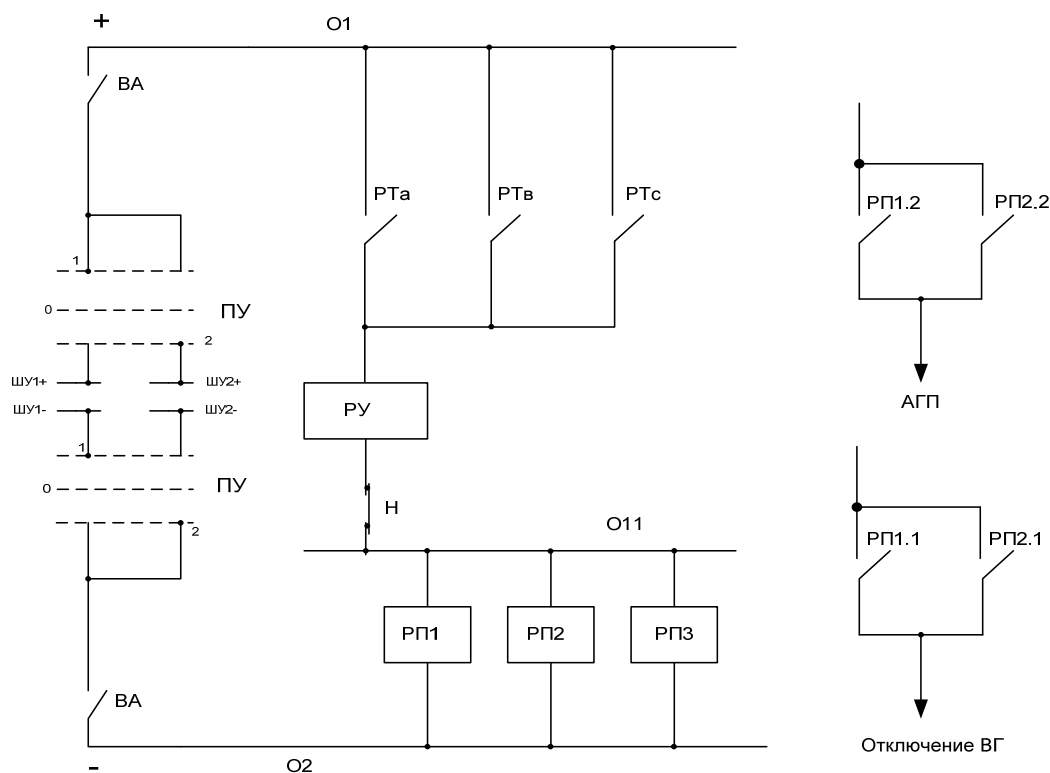


Рисунок 5.3- Фрагмент схемы оперативных цепей постоянного тока

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение поля генератора, останов турбины и на пуск пожаротушения (рисунок 5.3).

Защита выполняется трехфазной и подключается к ТТ 2.4 в линейных выводах статора генератора и к ТТ 1.2 в нейтральных выводах (рисунок 5.2).

Общий вид характеристики срабатывания данной защиты представлен на рисунке 5.4 [36].

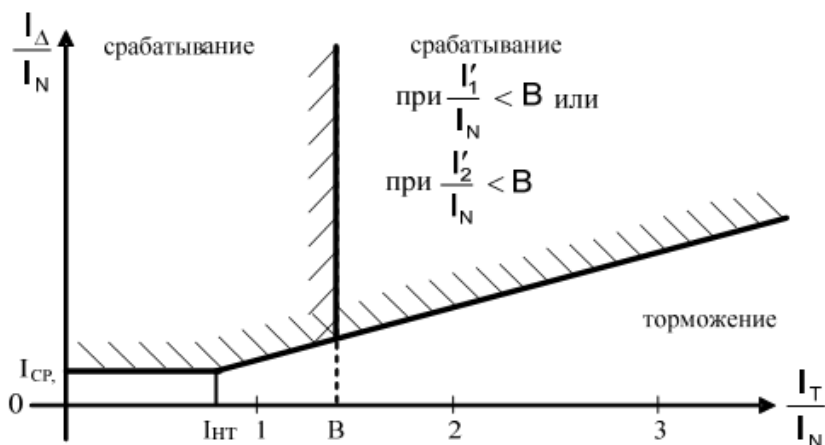


Рисунок 5.4 - Общий вид характеристики срабатывания

На рисунке 5.4: $I_{cp.0}$ - начальный ток срабатывания; I_1 - ток нейтрали генератора; I_2 - ток на выводах генератора; $I_{\Delta} = |I_1 - I_2|$ - дифференциальный ток; I_T - ток торможения; I_N - номинальный ток генератора; I_{HT} -начальный ток торможения.

Номинальный ток генератора:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{62,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 10^3} = 2,61 \text{ кА}, \quad (5.1)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность генератора, пункт 3.3;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение генератора, пункт 4.2.

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величину $I_{cp.0}$ выбираем с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима.

Ток небаланса номинального режима:

$$I_{НБном} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 2,61 = 0,13 \text{ кА}, \quad (5.2)$$

где f_i - относительная погрешность ТТ [36];

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности ТТ [36];

$I_{ном}$ - номинальный ток генератора, формула (5.1).

Уставка должна удовлетворять условию [36]:

$$I_{cp.0} \geq K_H \cdot I_{НБном} = 2 \cdot 0,05 \cdot 2,61 = 0,26 \text{ кА}, \quad (5.3)$$

где K_H - коэффициент надёжности [36];

$I_{НБном}$ - ток небаланса номинального режима, формула (5.3).

Тогда принимаем типовую уставку, равную $0,2 \cdot I_{ном}$:

$$I_{cp.0} = 0,2 \cdot 2,6 = 0,52 \text{ кА}.$$

Коэффициент торможения определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величину K_T выбираем с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов при сквозном КЗ [36].

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{max} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,26} \cdot 2,6 = 1,13 \text{ кА}, \quad (5.4)$$

где f_i - относительная погрешность ТТ [36];

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности ТТ [36];

$K_{АП}$ -коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей [37];

$I_{max} = \frac{E_G''}{x_d''} \cdot I_{ном}$ - максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения, пункт 4.5.

Коэффициент торможения выбираем из условия[36]:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{1,13 \cdot 2}{18870} = 0,12, \quad (5.5)$$

где $I_{НБ(КЗ)}$ - максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ, формула (5.5);

K_H - коэффициент надёжности [36];

I_T - ток трехфазного КЗ на выводах генератора, полученный посредством программного комплекса «RastrKZ»(пункт 4.5).

Принимаем минимальную уставку $K_T = 0,22$.

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. Выбор B выполняем по условию:

$$B \geq \frac{I_{ср.о}}{K_T} = 1,0. \quad (5.6)$$

Типовое значение уставки: $B = 1,5$. При этом выполняется условие $1,5 > 1$.

При токе $I_t \geq B$ производится переключение характеристики: если $I_1 \geq B$ и $I_2 \geq B$ защита блокируется, при условии $I_1 < B$ или $I_2 < B$ наклон характеристики определяется коэффициентом торможения (рисунок 5.4).

По рассчитанным параметрам строим реальную характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты(рисунок 5.5).

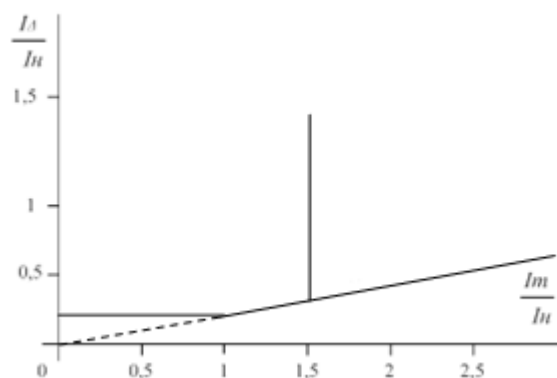


Рисунок 5.5 - Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Состав и компоновка гидроузла

В состав сооружения входят:

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

6.2 Проектирование бетонной водосливной плотины

6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения. Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» [2] назначаем класс сооружения I по объёму водохранилища. Коэффициент надёжности для сооружений I класса [2]:

$$\gamma_n = 1,25.$$

6.2.2 Определение отметки гребня плотины и гребня быка

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

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

$$\nabla_{ГЗП} = \nabla_{ФПУ} + h_s, \quad (6.2)$$

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

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.3)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны расчётной обеспеченностью 1%; Δh_{set} – высота ветрового нагона;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м (для I класса сооружения).

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [8]. Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w \quad (6.4)$$

где α_w - угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (буду рассматривать перпендикулярное направление ветра к оси плотины, 0 град.); V_w - скорость ветра; L – разгон, м; K_w - коэффициент, принимаемый по таблице 2; d - средняя глубина водохранилища; g - ускорение свободного падения.

Методом последовательных приближений находим Δh_{set} , присваивая величине Δh_{set} находящейся в знаменателе нулевое значение.

Таблица 6.1.

Расчётные характеристики ветра

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

Основной случай:

Для скорости ветра $V_w = 22$ м/с принимаю $K_w = 2,28 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 23000$ м.

Проверочный случай:

Для скорости ветра $V_w = 15$ м/с принимаю $K_w = 1,65 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 23000$ м.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{890 - 820}{2} = 35,0 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона при НПУ по формуле (6.4):

$$\Delta h_{set} = \frac{2,28 \cdot 10^{-6} \cdot 22^2 \cdot 23000}{9,81 \cdot (35,0 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,074 \text{ м.}$$

Условная расчетная глубина при ФПУ по формуле (6.5):

$$d = \frac{\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{891 - 820}{2} = 35,5 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона при ФПУ по формуле (6.4):

$$\Delta h_{set} = \frac{1,65 \cdot 10^{-6} \cdot 15^2 \cdot 23000}{9,81 \cdot (35,5 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,025 \text{ м,}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности для основного и проверочного случаев.

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{v}; \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot L}{v^2}, \quad (6.7)$$

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6$ ч.
 -для основного случая по формулам (6.6) и (6.7):

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 23000}{22^2} = 466;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{22} = 9632.$$

-для поверочного случая:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 23000}{15^2} = 1003;$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{15} = 14126.$$

Далее по графику [8] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V}$ и $\frac{g \cdot L}{V^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V}$.

Используя меньшие полученные значения, вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} .

-для основного случая:

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,036; \tag{6.8}$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 2,51. \tag{6.9}$$

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{0,036 \cdot v^2}{g} = \frac{0,036 \cdot 22^2}{9,81} = 1,78 \text{ м}, \tag{6.10}$$

$$\bar{T} = \frac{2,51 \cdot v}{g} = \frac{2,51 \cdot 22}{9,81} = 5,63 \text{ с}. \tag{6.11}$$

-для поверочного случая по формулам (6.8) и (6.11):

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{v_w^2} = 0,046;$$

$$\frac{g \cdot \bar{T}}{v_w} = 2,81.$$

Следовательно:

$$\bar{h} = \frac{0,046 \cdot v^2}{g} = \frac{0,046 \cdot 15^2}{9,81} = 1,06 \text{ м,}$$

$$\bar{T} = \frac{2,81 \cdot v}{g} = \frac{2,81 \cdot 15}{9,81} = 4,30 \text{ с.}$$

-Вычислим среднюю длину волны для основного случая:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 5,63^2}{2 \cdot 3,14} = 49,50 \text{ м.} \quad (6.12)$$

-Вычислим среднюю длину волны для поверочного случая по формуле (6.12):

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,30^2}{2 \cdot 3,14} = 28,84 \text{ м.}$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d; \quad (6.13)$$

35,0 > 24,75 и 35,5 > 14,42, т.е. условие глубоководности выполняется. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i \quad (6.14)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [8] в зависимости от значения (6.13):

-для основного случая при $K_i = 2,11$ по формуле (6.14):

$$h_{1\%} = 1,78 \cdot 2,11 = 3,75 \text{ м.}$$

-для поверочного случая $K_i = 2,16$ по формуле (6.14):

$$h_{1\%} = 1,06 \cdot 2,16 = 2,28 \text{ м.}$$

для основного случая по формуле (6.3):

$$h_s = 3,75 + 0,074 + 1,18 = 5,0 \text{ м.}$$

для поверочного случая по формуле (6.3):

$$h_s = 2,28 + 0,025 + 1,7 = 4,0 \text{ м.}$$

для основного случая по формуле (6.1):

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 890,0 + 5,0 = 895,0 \text{ м.}$$

для поверочного случая по формуле (6.2):

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_s = 891,0 + 4,0 = 895,0 \text{ м.}$$

Таким образом, за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{\text{ГГП}} = 895,0 \text{ м.}$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимаю большую из двух:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГГП}}. \quad (6.15)$$

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}}, \quad (6.16)$$

где $\nabla_{\text{ГВ}}$ – отметка гребня водослива;

$H_{\text{ст}}$ – напор на гребне водослива, значения которого будет рассчитано в следующих пунктах.

6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

Гидравлический расчёт выполняется с целью определения ширины водосливного фронта и размера водосливных отверстий, формы водосливной грани, типа сопряжения потока в НБ, размеров и типа гасителей энергии потока в НБ.

Расчётный максимальный расход для первого класса капитальности является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Данные для расчёта основного расчётного случая:

– $Q=1359 \text{ м}^3/\text{с}$ при обеспеченности 0,1 %;

– $\nabla_{\text{НПУ}} = 890,0 \text{ м}$;

– $\text{УНБ}_{\text{min}} = 839,7 \text{ м}$;

Данные для расчёта поверочного расчётного случая:

– $Q=1523 \text{ м}^3/\text{с}$ при 0,01% обеспеченности;

– $\nabla_{\text{ФПУ}} = 891,0 \text{ м}$;

– $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} = 840,8$;

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

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{max} = 1359 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.17)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений [6, 5.4 табл.2].

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{1359}{147,75} = 9,2 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где q_b – удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 118,2 = 147,75 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.19)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} = 6,0 \cdot 19,7 = 118,2 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.20)$$

где $h_{НБ} = \nabla_{УНБ} - \nabla_{дна} = 839,7 - 820 = 19,7 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q = f(H)$ (рис. 1) при $Q_{осн.max}$:

$[v_h] = 6,0 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость для основания, сложенного из скальных пород (алевролит).

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду [8], поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Округляем B до 18 метров, принимаем $n = 2$ количество пролетов по 9 метра.

Уславливаемся, что каждый бык является разрезным с шириной 5 метра.

6.2.4 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1359}{0,49 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,8 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А, $m = 0,49$ (см. рис 6.1.);

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

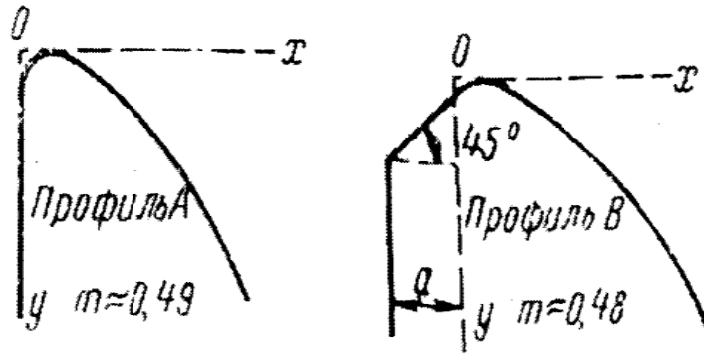


Рисунок 6.1 очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

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

$$\begin{aligned} & \text{-----} \\ & \text{-----} \end{aligned} \tag{6.22}$$

где коэффициент формы водослива;
 коэффициент бокового сжатия;
 коэффициент подтопления;
 для безвакуумного профиля, построенного по координатам Кригера – Офицерова [9].

Коэффициент сжатия определяется по формуле Френсиса – Кригера [9]:

$$\text{-----} \tag{6.23}$$

где коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива (см рис. 6.2).

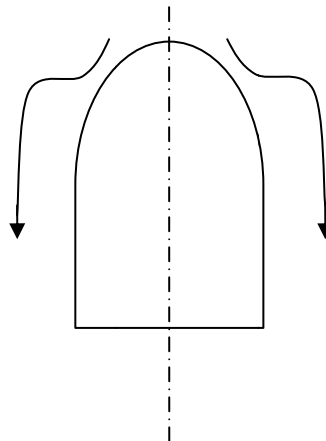


Рисунок 6.2 форма боковых устоев

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 11,66 - \frac{1,1 \cdot 0,84^2}{2 \cdot 9,81} = 11,62 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)} = \frac{1359}{(890 - 820) \cdot 23} = 0,84 \quad (6.25)$$

где α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$.
Определим ближайшее стандартное значение напора, согласно [8]:
 $H_{\text{ст}} = 12 \text{ м}$.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 890,0 - 12 = 878,0 \text{ м} \quad (6.26)$$

6.2.5 Проверка на пропуск поверочного расхода

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

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{мах повер}} - Q_{\text{ГЭС}}, \quad (6.27)$$

где $Q_{\text{мах повер}}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений [6, 5.4 табл.2];

$$Q_{\text{р.пов}} = 1523 - 150 = 1373 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1373}{0,49 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,88 \text{ м}. \quad (6.28)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} =$$

$$= \left(\frac{1373}{0,473 \cdot 0,891 \cdot 18 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 12,72 \text{ м.} \quad (6.29)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,45 \cdot \frac{10,88}{9} = 0,891. \quad (6.30)$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая:

$$m_{\text{пов}} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left(\frac{H}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right] =$$

$$= 0,49 \cdot \left(0,805 + 0,245 \cdot \frac{10,88}{12} - 0,05 \cdot \left(\frac{10,88}{12} \right)^2 \right) = 0,473. \quad (6.31)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot B} = \frac{1373}{(891 - 820) \cdot 23} = 0,841 \text{ м/с}, \quad (6.32)$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимаем равной 49 м, которая в дальнейшем уточнится.

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 12,72 - \frac{1,1 \cdot 0,841^2}{2 \cdot 9,81} = 12,67 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 878 + 12,67 = 890,67 \text{ м}, < 891 \text{ м} \quad (6.34)$$

Расчётная отметка $\nabla\text{ФПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно, $\nabla\text{ФПУ} = 891$ метров.

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле (6.17):

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 878 + 1,6 \cdot 12 = 897,2 \text{ м.}$$

В конечном итоге принимаем высоту всего напорного фронта равным 897,2 метра.

6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.маx}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1359^2}{9,18 \cdot (23)^2}} = 7,32 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = C_B + H_{ст} + \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 58 + 12 + \frac{1,1 \cdot 0,844^2}{2 \cdot 9,81} = 70,04 \text{ м,} \quad (6.36)$$

$$C_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{ДНА} = 878,0 - 820,0 = 58,0 \text{ м.} \quad (6.37)$$

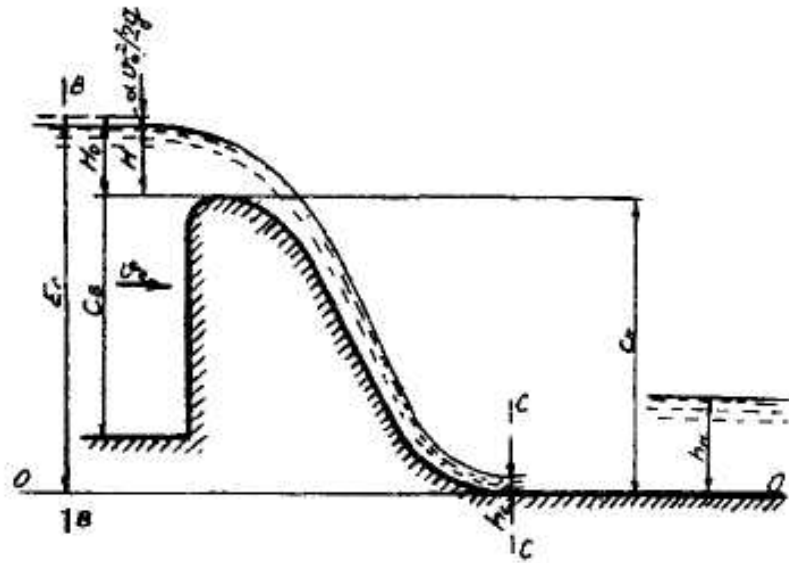


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{70,04}{7,32} = 9,57 \text{ м} \quad (6.38)$$

По графику [11, рис. 12.3, стр. 171] определяем глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,244$ и $\xi_{T_0}'' = 2,74$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c^{\cdot} = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,244 \cdot 7,32 = 1,78 \text{ м}, \quad (6.39)$$

$$h_c^{\cdot\cdot} = \xi_c^{\cdot\cdot} \cdot h_{кр} = 2,74 \cdot 7,32 = 20,04 \text{ м}. \quad (6.40)$$

Глубина в НБ при $Q_p=1359$ ($\text{м}^3/\text{с}$), $h_{НБ} = 19,7$ м, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c^{\cdot\cdot} > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и 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. Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 метров гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляется способом свободно отброшенной струи.

6.4 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Отметку уступа назначают выше максимальной отметки УНБ не менее чем на 1÷2м. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения ее на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования – обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Высота от дна до носка:

$$a = h_{НБ}^{max} + (1 - 2)\text{м} = 20,8 + 1,2 = 22,0 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где $h_{НБ}^{max} = 20,8$ м

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 820,0 + 22,0 = 842,0 \text{ м}, \quad (6.42)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 890,0 - 842,0 = 48,0 \text{ м}, \quad (6.43)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,85 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 48,0} = 26,08 \text{ м/с}, \quad (6.44)$$

где φ - коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,85.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{59,09}{26,08} = 2,27 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где

$$q = \frac{Q_P}{B} = \frac{1539}{23} = 59,09 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{26,08^2}{9,81 \cdot 2,27} = 30,62, \quad (6.46)$$

Дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.47)$$

где K_a - коэффициент аэрации, принимаю равным 1; α - угол наклона носка, принимаю равным 30° ; $Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 890 - 818 = 72 \text{ м}$.

$$L = 1 \cdot 48,0 \cdot 0,85^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{72}{48} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,85^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) \\ = 88,74 \text{ м},$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > 0,5 \cdot H, \\ 88,74 > 35.$$

Условие выполнено. Яма размыва образуется на безопасном расстоянии от плотины.

Глубина размыва ямы:

$$H_P = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.48)$$

где $t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H$; d - средняя крупность отдельностей, в расчёте принять 1 м.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{30,62}) \cdot \sqrt{30,62} \cdot \sqrt[4]{\frac{19,7}{1}} \cdot 2,27 = 30,59, \\ H_P = 30,59 - 19,7 = 10,89 \text{ м}.$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1}, \quad (6.49)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{НБ})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} \quad (6.50)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,27 \cdot \cos 30^\circ + 22,0 - 19,7)}{26,08^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 1,90,$$

$$L_1 = 88,74 + \frac{30,59}{1,90} = 104,81 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на урвнении размытого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 7,32 + 3,7 \cdot 10,89 = 58,6\text{м.} \quad (6.51)$$

6.5 Конструирование бетонной плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

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

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

Для плотин на скальном основании принимаем заложение низовой грани $m=0,7$.

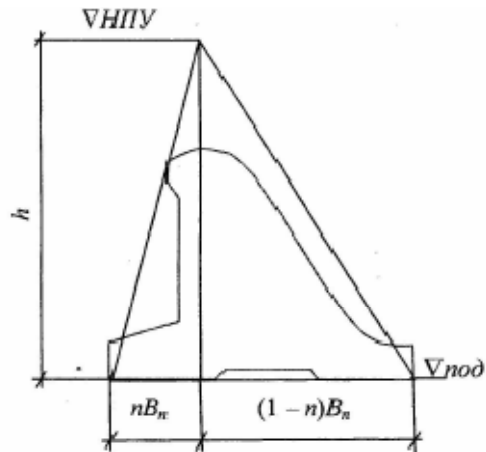


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 890 - 818 = 72,0 \text{ м}, \quad (6.52)$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_{\text{в}} + (2 \div 3)), \quad (6.53)$$

где $\delta_{\text{в}} = 0, \nabla_{\text{дна}} = 25 \text{ м}$.

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 72,0 = 50,4 \text{ м}. \quad (6.54)$$

6.5.2 Разрезка плотин швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции. В плотинах на нескальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и осадочных деформаций и поэтому они называются температурно-осадочные (в отличие от температурно-усадочных на скальных основаниях). Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации, принимаем 18 м. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине (чтобы не перерезать отверстий), а также с разрезкой на блоки бетонирования.

Ширина раскрытия температурных швов, образуемых путём покраски поверхности блока битумом или установки битумных матов, назначаю 5 мм. При этом учитывают, что при самой высокой температуре среды шов замкнётся, (просвет шва исчезнет), а при самой низкой максимально раскроется.

Вся информация о швах позаимствована из [12].

6.5.3 Расчет цементационной завесы

На скальном основании устраиваются, как правило, только вертикальные дренажные устройства. Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.5.

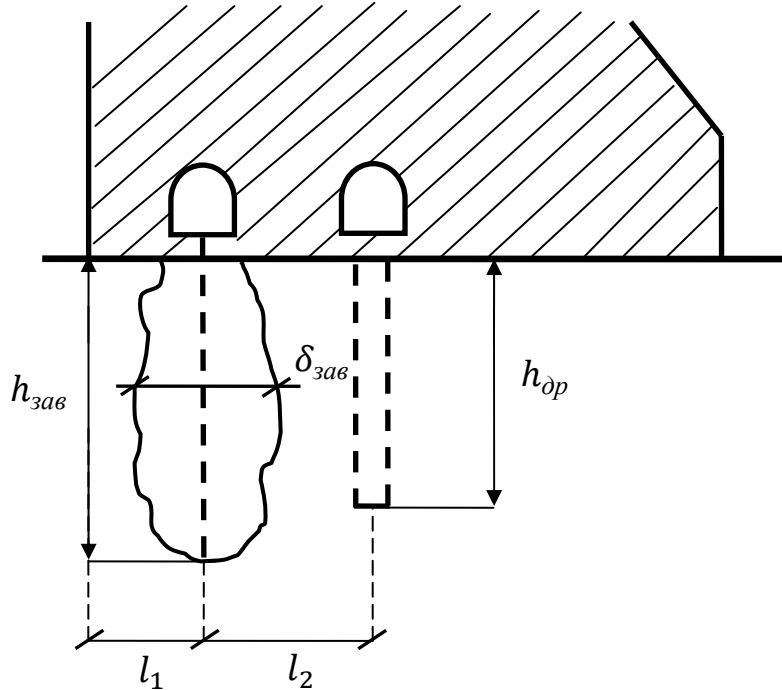


Рисунок 6.5 Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Определяем глубину противодиффузионной завесы:

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

где H - напор на плотину.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n = \frac{30,18}{15} \cdot 1,25 = 2,52 \text{ м.} \quad (6.56)$$

где $\Delta H = (НПУ - УНБ_{min}) \cdot 0,6 = (890 - 839,7) \cdot 0,6 = 30,18 \text{ м}$ – напор, действующий на завесу (высота цем. завесы +напор в НБ); $J_{кр} = 15$ критический градиент для завесы; $\gamma_n = 1,25$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 50,4 = 5,04 \text{ м,} \quad (6.57)$$

где B - ширина подошвы плотины,

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 11 \text{ м}$.

Дренажные устройства

В основании устраиваем дренажные скважины диаметром не менее 20 см на расстоянии друг от друга в ряду 3,0 м, которые располагаются за цементационной завесой (в сторону НБ).

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 36,0 = 18,0 \text{ м.} \quad (6.58)$$

6.6 Фильтрационный расчет

Фильтрационные расчеты производим с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов и скоростей фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф.

Расчеты проводим для двух расчетных случаев: основного (в верхнем бьефе $\nabla_{НПУ}$, в нижнем - $\nabla_{УНБ_{min}}$ (соответствует $Q_{ГЭС}$)) и поверочного (в верхнем бьефе $\nabla_{ФПУ}$, в нижнем - $\nabla_{УНБ_{max}}$ (соответствует $Q_{пов}$)).

Основной расчет

Для снятия фильтрационного противодействия применяется противофильтрационная завеса и вертикальный дренаж, которые были рассчитаны ранее в п.6.5.

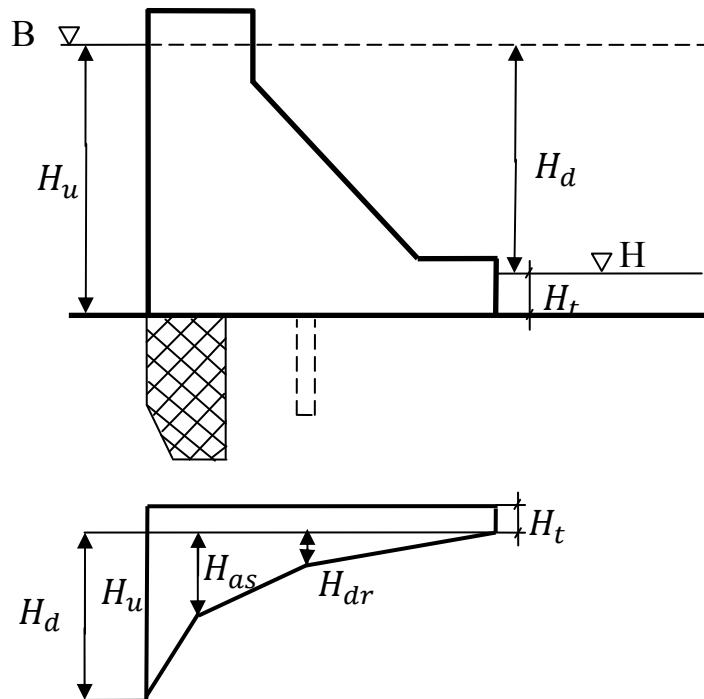


Рисунок 6.6 - Схема к определению противодействия в основании гравитационной плотины

Эпюра строится в зависимости от напора и наличия завес и дренажа. За цементационной завесой удельная объемная сила фильтрационного давления падает до величины H_{as} , которая рассчитывается по формуле:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (6.59)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \quad (6.60)$$

где H_d - напор на плотину,

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 890,0 - 824,8 = 65,2 \text{ м}, \quad (6.61)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot 65,2 = 26,08.$$

Расположение за завесой дренажа особенно эффективно, поскольку приводит к снижению напора до величины H_{dr} .

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2, \quad (6.62)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d, \quad (6.63)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 65,2 = 13,08 \text{ м}. \quad (6.64)$$

Значение H_{dr} и H_{as} в зависимости от класса сооружения даны в СНиП 2.06.06-85 «Плотины бетонные и железобетонные» (таблица 5).

Поверочный расчет

Из рисунка 6.5 при поверочном расчете напор на плотину будет рассчитан:

$$H_d = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}} = 891 - 840,8 = 50,20 \text{ м}, \quad (6.65)$$

Особые в случае нарушения нормальной работы противофильтрационных и дренажных устройств:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4, \quad (6.66)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d, \quad (6.67)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 50,20 = 20,08 \text{ м}. \quad (6.68)$$

Расположение за завесой дренажа особенно эффективно, поскольку приводит к снижению напора до величины H_{dr} .

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2, \quad (6.69)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 50,20 = 10,04 \text{ м}. \quad (6.70)$$

Значение H_{dr} и H_{as} в зависимости от класса сооружения даны в СНиП 2.06.06-85 «Плотины бетонные и железобетонные» (таблица 5).

6.7 Статический расчёт плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и

кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов. Коэффициент сочетания нагрузок при расчете плотин принимается по СНиП 33-02-2003:

Первый расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем. Второй расчетный случай - паводковый поверочный при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне в нижнем.

6.7.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 2072,59 \text{ м}^2, \quad S_{\text{бык}} = 2433,83 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{2072,59 \cdot 10 \cdot 24}{9 + 5} = 31369,54 \text{ кН/м.} \quad (6.71)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{2433,83 \cdot 5 \cdot 24}{9 + 5} = 36837,06 \text{ кН/м.} \quad (6.72)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.73)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (891 - 878 + 0,5) \cdot 9 = 121,5 \text{ м}^2. \quad (6.74)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 121,5 \cdot \sqrt{121,5} \cdot 9,81 = 722,60 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{722,60}{9 + 5} = 51,61 \text{ кН/м.} \quad (6.75)$$

6.7.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

с верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 72,0^2}{2} = 25427,52 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.76)$$

где $H_B = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 890 - 818 = 72 \text{ м}$.

с верхнего бьефа для поверочного случая по формуле:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 72,0^2}{2} = 26138,75 \text{ кН/м}, \quad (6.77)$$

где $H_B = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ПОД} = 891,0 - 818,0 = 73,0 \text{ м}$.

с нижнего бьефа для основного случая:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,8^2}{2} = 226,81 \text{ кН/м}, \quad (6.78)$$

где $H_H = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 824,8 - 818,0 = 6,8 \text{ м}$.

с нижнего бьефа для поверочного случая по формуле:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 22,8^2}{2} = 2549,82 \text{ кН/м}, \quad (6.79)$$

где $H_H = \nabla\text{УНБ} - \nabla\text{ПОД} = 840,8 - 818,0 = 22,8 \text{ м}$.

6.7.3 Давление наносов

Активное давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p_H = \gamma_H h_H \text{tg}^2(45 - \varphi_H/2) = 10 \cdot 5 \cdot \text{tg}^2\left(45^\circ - \frac{20}{2}\right) = 24,5 \text{ кПа}, \quad (6.80)$$

где $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$\varphi_H = 20$ – угол внутреннего трения наносов;

$h_H = 5 \text{ м}$ – толщина слоя наносов

Равнодействующая сила на один погонный метр определится как произведение площади эпюры основания, которая равна давлению наносов на высоту слоя наносов:

$$E_H = (p_H h_H)/2 = (24,5 \cdot 5)/2 = 61,25 \text{ кН}. \quad (6.81)$$

6.7.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$W_{\text{волн}} = 0,5\gamma_w h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 3,75 \cdot \left(\frac{49,50}{3,14} + \frac{0,89}{2} \right) = 297,95 \text{ кН/м} \quad (6.82)$$

где h_0 по формуле (6.83):

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 3,75^2}{49,50} = 0,89 \text{ м.} \quad (6.83)$$

Равнодействующая волнового давления при поверочном случае по формуле (6.82):

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 10 \cdot 2,28 \cdot \left(\frac{28,84}{3,14} + \frac{0,57}{2} \right) = 105,82 \text{ кН,}$$

где h_0 по формуле (6.83):

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,28^2}{28,84} = 0,57 \text{ м.}$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа:

для основного случая:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{49,50}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 3,75 = 6,48 \text{ м.} \quad (6.84)$$

для поверочного случая по формуле (6.84):

$$y_c = \frac{28,84}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,28 = 3,74 \text{ м}$$

6.7.5 Взвешивающее давление

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

Ординаты эпюр определим как:

$$p_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{Под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,8 = 66,71 \text{ кН}, \quad (6.85)$$

$$p'_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{Под}}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 22,8 = 223,67 \text{ кН}. \quad (6.86)$$

Для основного случая:

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗ}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 342,72 = 3362,08 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.87)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗ}} = 342,72 \text{ м}^2$.

Для поверочного случая:

$$W'_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗ}'} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 949,12 = 9310,87 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.88)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{ВЗ}'} = 949,12 \text{ м}^2$.

6.7.6 Сила фильтрационного давления

Определяем фильтрационное давление по формуле:

$$W_{\phi} = \rho \cdot g \cdot S \quad (6.89)$$

где S – площадь эпюры фильтрационного давления.

Площади фильтрационного давления определены с помощью программы AutoCad.

Для основного случая:

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 669,21 = 6564,95 \text{ кН/м},$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\phi} = 669,21 \text{ м}^2$.

Для поверочного случая:

$$W'_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 515,25 = 5054,60 \text{ кН/м},$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\phi'} = 515,25 \text{ м}^2$.

6.7.7 Расчёт прочности плотины

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

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

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.3, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке [6].

Таблица 6.3 – Нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай			Проверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тв	1	→	25427,52	24	610260,48	26138,7	24,33	636042,80
Тн	1	←	226,81	-2,27	-514,10	2549,82	-7,6	-19378,60
Gб	0,95	□	34995,21	-6,79	-237617,46	34995,2	-6,79	-225736,58
Gпл	0,95	□	29801,06	-5,27	-157051,59	29801,0	-5,27	-149199,01
Wвзв	1	↑	3362,08	0,00	0,00	9310,87	0,00	0,00
Wф	1	↑	6564,95	12,06	79173,30	5054,60	12,05	60907,96
Ен	1,2	→	73,50	1,67	122,75	73,50	1,67	147,29
Wволн	1	→	297,95	6,48	1929,52	105,82	3,74	395,50
Qз	0,9	□	46,45	-21,50	-998,73	46,45	-21,50	-898,86
ΣW		□↑		54915,69			48515,25	
ΣN				25572,16			23768,25	
ΣM				295304,17			302280,50	

Расчёт при НПУ

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верхней грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{54915,69}{50,4} + \frac{6 \cdot 295304,17}{50,4^2} = -392,07 \text{ кН/м}^2, \quad (6.90)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 72,0 = -706,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.91)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 891 - 818 = 72 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.92)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -392,07 \text{ кН/м}^2; \quad (6.93)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 72 = -706,32 \text{ кН/м}^2. \quad (6.94)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{54915,69}{50,4} - \frac{6 \cdot 295304,17}{50,4^2} \\ &= -1787,12 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.95)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \\ &= -1787,12 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 6,8 \cdot (1 - 0,7^2) \\ &= -909,71 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.96)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$H_d^t = \nabla\text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla\text{ПОД} = 824,8 - 818,0 = 6,8 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 6,8 - 1787,12) \cdot 0,7 \\ &= 1204,29 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.97)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \\ &= -1787,12 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 6,8 \cdot 0,7^2 \\ &= -2630,12 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.98)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 6,8 = -66,71 \text{ кН/м}^2 \quad (6.99)$$

Расчёт краевых напряжений сведен в таблицу 6.5:

Расчёт при ФПУ

Расчёт краевых напряжений для особого случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{48515,25}{50,4} + \frac{6 \cdot 302280,50}{50,4^2} = -248,60 \text{ кН/м}^2, \quad (6.100)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 73,0 = -947,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.101)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{ПОД} = 891 - 818 = 73 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.102)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -248,60 \text{ кН/м}^2; \quad (6.103)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 65 = -716,13 \text{ кН/м}^2. \quad (6.104)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{48515,25}{50,4} + \frac{6 \cdot 302280,50}{50,4^2} = -1676,61 \text{ кН/м}^2, \quad (6.105)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \\ &= -1676,61 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 22,8 \cdot (1 - 0,7^2) \\ &= -935,61 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.106)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$H_d^t = \nabla\text{УНБ}(Q_{\Phi\text{ПУ}}) - \nabla\text{ПОД} = 840,8 - 818,0 = 22,8 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 22,8 - 1676,61) \cdot 0,7 \\ &= 1017,06 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.107)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \\ &= -1676,61 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 22,8 \cdot 0,7^2 \\ &= -2388,55 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.108)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 22,8 = -223,67 \text{ кН/м}^2 \quad (6.109)$$

Расчёт краевых напряжений сведу в таблицу 6.5:

Таблица 6.5 - Основные напряжения в теле плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кН/м ²	Напряжение	кН/м ²
σ_y	-392,07	σ_y	-1787,12
σ_x	-706,32	σ_x	-909,71
τ_{xy}	0	τ_{xy}	1204,29
σ_1	-392,07	σ_1	-66,71
σ_3	-706,32	σ_3	-2630,12
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кН/м ²	Напряжение	кН/м ²
σ_y	-248,60	σ_y	-1676,61
σ_x	-716,13	σ_x	-935,61
τ_{xy}	0	τ_{xy}	1017,06
σ_1	-248,60	σ_1	-223,67
σ_3	-716,13	σ_3	-2388,55

6.8 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.110)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса; γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, $\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок; $\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок; σ_3 – максимальное главное напряжение; $R_b = 4,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В7,5, которое определяем по СНиП 2.06.08-87 “Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений”; γ_{cd} – коэффициент условия работы; $\gamma_{cd} = 1,0$ – при основном сочетании нагрузок; $\gamma_{cd} = 1,1$ – при особом сочетании нагрузок.

Для основного сочетания нагрузок:
 $1,25 \cdot 1 \cdot |2630,12| \leq 4500 \cdot 0,9$;
 $3287,66 \text{ кПа} \leq 4050 \text{ кПа}$.

Для особого сочетания нагрузок:
 $1,25 \cdot 0,9 \cdot |2388,55| \leq 4500 \cdot 1,1$;
 $2687,12 \text{ кПа} \leq 4950 \text{ кПа}$.

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.111)$$

Для основного сочетания нагрузок:
 $-392,07 \text{ кПа} < 0$.

Для особого сочетания нагрузок:
 $-248,60 \text{ кПа} < 0$.

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.112)$$

Для основного сочетания нагрузок:
 $392,07 \text{ кПа} \geq 176,58 \text{ кПа}$.

Для особого сочетания нагрузок:
 $248,60 \text{ кПа} \geq 179,03 \text{ кПа}$.

4) Под всей плотинной:

$$|\sigma_y^{max}| \leq [\sigma_o]_h, \quad (6.113)$$

где $[\sigma_o]_h$ - для скального основания принимаем равным 5000кПа.

Для основного сочетания нагрузок:
 $|-2630,12| \text{ кПа} \leq 5000 \text{ кПа}$.

Для особого сочетания нагрузок:
 $|-2388,55| \text{ кПа} \leq 5000 \text{ кПа}$.

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.9 Расчёт устойчивости плотины

Потеря устойчивости плотины на скальном основании может происходить по контакту подошвы плотины и основания – плоский сдвиг, или по некоторой иной поверхности в основании достаточно сложного очертания. Исследованиями установлено, что если нормальное контактное напряжение, действующее по горизонтальным площадкам не превосходит критического, то сдвиг будет плоским, если условие не соблюдается, то глубинным.

Расчет плотины на устойчивость заключается в определении коэффициента надежности по ответственности:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.114)$$

$$R = (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega \quad (6.115)$$

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H \quad (6.116)$$

где $\tan\varphi = 0,6$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - алевролит);

$c = 70 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 50,4 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Найденный коэффициент надежности должен быть больше нормативного значения (для I класса сооружений $\gamma_n = 1,25$ [5]).

Основное сочетание нагрузок:

$$\begin{aligned} R &= (29801,06 + 34995,21 - 3362,08 - 6564,95 + 46,45) \cdot 0,6 + 70 \cdot 50,4 \\ &= 36477,41 \text{ кН/м}, \\ F &= 25427,52 - 226,81 + 297,95 + 73,50 = 25572,16 \text{ кН/м}. \end{aligned}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{36477,41 \cdot 1,0}{25572,16} \geq 1,25,$$

$$1,35 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

Особое сочетание нагрузок:

$$\begin{aligned} R &= (29801,06 + 34995,21 - 11272,87 - 5054,60 + 46,45) \cdot 0,6 + 70 \cdot 50,4 \\ &= 32637,15 \text{ кН/м}, \\ F &= 26138,75 - 2549,82 + 105,82 + 73,50 = 23768,25 \text{ кН/м}. \end{aligned}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{32637,15 \cdot 1,0}{23768,25} \geq 1,25,$$

$$1,30 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

Анализируя расчетные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надежности при основном и особом сочетаниях нагрузок. А также является экономичным. Запас по надежности плотины обеспечивает ее устойчивость.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Атакенской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Атакенской ГЭС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Атакенской ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников Атакенской ГЭС

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим

Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральному закону «Об основах охраны труда Российской Федерации» и, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

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

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

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

На ГЭС должен быть организован кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

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

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

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

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

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

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

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

7.2.1 Общие требования безопасности

1. Работник при приеме на работу проходит вводный инструктаж. Перед допуском к самостоятельной работе он должен пройти:

- обучение по программам подготовки по профессии;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- проверку знаний.

2. Допуск к самостоятельной работе оформляется соответствующим распоряжением по структурному подразделению предприятия.

3. Работник в процессе работы обязан проходить:

-повторные инструктажи – не реже 1 раза в месяц по планируемым на каждый месяц перечням вопросов по безопасности труда и пожарной безопасности с обязательным включением вопросов из программы первичного инструктажа в течение каждых 6 месяцев;

-медицинский осмотр - один раз в два года;

-проверку знаний инструкции по охране труда, ПОТ, ПТЭ, ПУЭ и действующей инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве - один раз в год;

Работники, получившие неудовлетворительную оценку при квалификационной проверке, к самостоятельной работе не допускаются и не позднее одного месяца должны пройти повторную проверку.

4. При нарушении правил охраны труда в зависимости от характера нарушений проводится внеплановый инструктаж или внеочередная проверка знаний.

5. О каждом несчастном случае или аварии пострадавший или очевидец обязан немедленно известить своего непосредственного руководителя.

6. Не допускается работа с неисправными приспособлениями, инструментом и средствами защиты.

Во избежание попадания под действие электрического тока не следует прикасаться к оборванным свешивающимся проводам или наступать на них.

В электроустановках не допускается приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением, не огражденным токоведущим частям на расстояния, менее указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Безопасные расстояния

Напряжение, кВ	Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений от временных ограждений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, м
До 1	0,6	1,0
1-35	0,6	1,0
500	3,5	4,5

7. На рабочем месте могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы:

- повышенное значение напряжения электрической цепи;
- вращающиеся машины и механизмы;
- работа на высоте;
- воздействие химических веществ;
- повышенный уровень шума, вибрации.

8. Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять средства защиты.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо применять электрозащитные средства: диэлектрические перчатки, галоши, ковры, подставки, указатели напряжения, изолирующий инструмент.

При работе с легковоспламеняющимися веществами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности: не курить, не пользоваться открытым огнем, инструментом, способным дать искру, а также электроинструментом.

Для защиты от химических производственных факторов необходимо применять спецодежду из кислотозащитной ткани, резиновые кислотощелочестойкие перчатки, защитные герметичные очки, фильтрующие противогазы, респираторы.

При работе открытых вращающихся механизмов не должно быть развеваемых частей одежды, которые могут быть захвачены движущимися частями механизмов.

При повышенном уровне шума следует применять противорумные наушники или вкладыши, беруши.

При работе на высоте более 1,3 м над уровнем земли, пола, площадки необходимо применять предохранительный пояс.

При нахождении в помещениях с действующим энергетическим оборудованием, а также в туннелях и колодцах необходимо носить защитную каску, застегнутую подбородным ремнем.

7.2.2 Мероприятия, обеспечивающие безопасное выполнение работ

1. Перед приемом смены дежурный машинист гидроагрегата: приводит в порядок спецодежду. Рукава и полы спецодежды следует застегнуть на все пуговицы, волосы убрать под каску. Одежду необходимо заправить так, чтобы не было свисающих концов или развевающихся частей. Не допускается засучивать рукава спецодежды;

- производит обход обслуживаемого оборудования, проверяет безопасное состояние оборудования;

- проверяет на рабочем месте наличие и исправность сигнализации, инструмента, средств защиты, электрического фонаря, средств пожаротушения, плакатов или знаков безопасности;

- докладывает о замечаниях и нарушениях и готовности к приему смены вышестоящему дежурному персоналу, расписывается в оперативном журнале и оперативной схеме.

2. Необходимо проверить исправность и пригодность средств защиты и приспособлений:

на отсутствие внешних повреждений (целостность лакового покрытия изолирующих средств защиты; отсутствие проколов, трещин, разрывов у диэлектрических перчаток и бот);

дату следующего испытания (срок годности определяется по штампу).

3. Необходимо проверить наличие и исправность инструмента, который должен соответствовать следующим требованиям:

рукоятки плоскогубцев, острогубцев и кусачек должны иметь защитную изоляцию;

рабочая часть отвертки должна быть правильно заточена, на стержень надета изоляционная трубка, оставляющая открытой только рабочую часть отвертки (10мм);

гаечные ключи должны иметь параллельные губки, их рабочие поверхности не должны иметь сбитых скосов, а рукоятки - заусенцев;

рукоятка молотка должна иметь по всей длине овальную форму, не иметь сучков и трещин, плотно укрепляться в инструменте.

4. Рабочий инструмент следует хранить в переносном инструментальном ящике или монтерской сумке.

5. Должны применяться переносные светильники только заводского изготовления. У ручного переносного светильника должна быть металлическая сетка, крючок для подвески и шланговый провод с вилкой.

6. Средства защиты, приборы, инструмент и приспособления с дефектами или истекшим сроком испытания необходимо изъять и сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

7.2.3 Требования безопасности во время работы

1. При выполнении работ не допускается приближаться к неогражденным токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояния, менее указанных в таблице 7.1.

При работе с использованием электротехнических средств (изолирующих штанг, клещей, указателей напряжения и т.п.) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

2. Осмотр обслуживаемого оборудования выполняется по установленному маршруту.

3. Во время проведения осмотров не допускается производить переключения, снимать плакаты и ограждения, проникать за них, выполнять какую-либо работу или уборку.

4. При необходимости выполнения работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, необходимо:

оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение;

работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на диэлектрическом ковре;

5. Во время производства оперативных переключений, осмотра электроустановок, выполнения эксплуатационных работ необходимо пользоваться защитными средствами.

6. В электроустановках напряжением выше 1000 В при осмотре не разрешается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, а также открывать двери ограждений и проникать за ограждения и барьеры.

В электроустановках напряжением до 1000 В при осмотре в случае необходимости разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

7. При появлении дыма или огня, усиленного потрескивания, повышенного шума в ячейках РУ подходить к этим ячейкам не допускается. Об этом необходимо сообщить вышестоящему дежурному персоналу.

8. Осмотр камеры холодного воздуха работающего генератора допускается производить вдвоем.

Осмотр камеры подпятника на работающем генераторе допускается с разрешения начальника цеха, а при его отсутствии - с разрешения начальника смены станции.

9. При замыкании на землю в электроустановках 6-35 кВ приближаться к обнаруженному месту замыкания на расстояние менее 4 м в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) допускается только для производства оперативных переключений и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрзащитными средствами (диэлектрическими ботами, галошами, диэлектрическими перчатками и изолирующей штангой).

10. Для исключения ошибок и обеспечения безопасности операций перед выполнением переключений необходимо осмотреть электроустановки, на которых предполагаются операции, проверить их соответствие выданному заданию и исправность, ознакомиться со схемой.

Только убедившись в правильности выбранного присоединения и коммутационного аппарата, можно производить переключения.

11. Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

12. Прежде чем включать или выключать разъединители (отделители), производят их внешний осмотр. Разъединители, привод и блокирующие устройства не должны иметь повреждений, препятствующих выполнению операций.

13. Для предотвращения неправильных операций с разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных распределительных устройств (КРУ) и с заземляющими ножами распределительных устройств (РУ) станции они должны быть оборудованы блокировками.

14. При недовключении ножей рубильника (разъединителя) не допускается подбивать ножи и губки под напряжением.

15. Оперативному персоналу, непосредственно выполняющему переключения, самовольно выводить из работы блокировки безопасности не допускается.

16. Деблокирование приводов коммутационных аппаратов выполняется только по разрешению и под руководством лиц, уполномоченных на это письменным указанием по предприятию, после проверки правильности

предварительно выполненных переключений, проверки состояния коммутационных аппаратов и выяснения причины отказа блокировки.

17. При отсутствии в электроустановке блокировочных устройств или при неисправности блокировки хотя бы на одном присоединении, а также при сложных переключениях, независимо от состояния блокировочных устройств, оперативные переключения проводятся по бланкам переключений. Перечень сложных переключений определяется местными инструкциями.

18. В электроустановках не допускается работа в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей будет менее указанного в таблице 7.1. При работе около не огражденных токоведущих частей нельзя располагаться так, чтобы эти части находились сзади или с двух боковых сторон.

19. Недопустимо прикасаться без применения электрозщитных средств к изоляторам оборудования, находящегося под напряжением.

20. Снимать и устанавливать предохранители необходимо при отключенном напряжении. Под напряжением, но без нагрузки и при отсутствии короткого замыкания допускается снимать и устанавливать предохранители на присоединениях, в схеме которых отсутствуют коммутационные аппараты, позволяющие отключать напряжение.

21. Замену ламп освещения в РУ и аккумуляторных помещениях разрешается выполнять единолично.

Не допускается единолично менять лампы с приставных лестниц.

22. Работать с электроизмерительными клещами в электроустановках напряжением выше 1000 В необходимо вдвоем в диэлектрических перчатках, не наклоняясь к прибору для снятия показаний.

23. В электроустановках проверять отсутствие напряжения необходимо исправным указателем напряжения. В электроустановках напряжением выше 1000 В пользоваться указателем напряжения необходимо в диэлектрических перчатках.

24. В электроустановках напряжением 0,4 кВ допускается проверять отсутствие напряжения предварительно проверенным вольтметром.

25. В электроустановках напряжением до 1000 В не допускается применение "контрольных" ламп для проверки отсутствия напряжения в связи с опасностью травмирования электрической дугой и осколками стекла.

26. Операции по наложению и снятию переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках, в электроустановках напряжением выше 1000 В - с применением изолирующей штанги.

27. Измерение сопротивления изоляции мегаомметром необходимо выполнять на отключенном оборудовании после снятия остаточного заряда путем заземления оборудования.

Соединительные провода от мегаомметра следует присоединять к токоведущим частям с помощью изолирующих держателей (штанг), а в электроустановках напряжением выше 1000 В - с применением диэлектрических перчаток.

Измерять сопротивление изоляции электромонтер может единолично.

28. Во время работы не допускается:

производить какие-либо переключения оборудования без уведомления старшего дежурного персонала, за исключением случаев, угрожающих здоровью или жизни людей, а также аварии на оборудовании;

работать на стационарном оборудовании, расположенном на высоте более 1,3 м от уровня пола (рабочей площадки), без наличия стационарных площадок с ограждениями и лестницами;

работать на вращающемся оборудовании, не имеющем защитного ограждения;

включать в работу электрооборудование напряжением выше 36 В без защитного заземления, а в помещениях повышенной опасности или особо опасных - без наличия диэлектрических ковриков, а в сырых помещениях - изолирующих подставок;

опираться и становиться на барьеры площадок, перильные ограждения, предохранительные кожухи муфт и подшипников, ходить по трубопроводам, а также по конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для прохода по ним и не имеющим специальных поручней и ограждений;

снимать ограждения с механизмов, а также производить какие-либо ремонтные работы;

для обтирки наружной поверхности работающих вращающихся механизмов наматывать на руки или пальцы обтирочный материал, применять для уборки оборудования горючие вещества;

находиться в зоне работы подъемных сооружений (кранов и других грузоподъемных механизмов).

29. При пуске вращающихся механизмов следует находиться на безопасном расстоянии от них.

7.2.4 Требования безопасности в аварийных ситуациях

1. В случае возникновения аварийной ситуации (несчастного случая, пожара, стихийного бедствия) немедленно прекратить работу и сообщить о ситуации вышестоящему оперативному персоналу.

2. В случаях, не терпящих отлагательств, выполнить необходимые переключения с последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала.

3. В случае возникновения пожара:

3.1 Сообщить начальнику смены станции.

3.2. Оповестить всех работающих в производственном помещении и принять меры к тушению очага возгорания. Горящие части электроустановок и электропроводку, находящиеся под напряжением, следует тушить углекислотными огнетушителями.

3.3. Принять меры к вызову на место пожара пожарной части.

3.3. В соответствии с оперативной обстановкой следует действовать согласно местному оперативному плану пожаротушения.

4. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую (доврачебную) медицинскую помощь и сообщить непосредственному руководителю о несчастном случае.

При освобождении пострадавшего от действия электрического тока необходимо следить за тем, чтобы самому не оказаться в контакте с токоведущей частью или под шаговым напряжением.

7.3 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

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, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

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

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

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

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

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

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные помещения.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренажами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество транс-

форматорного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается эквивалентной объему масла в силовых трансформаторах.

Из опыта эксплуатации масляных трансформаторов видно, что при возникновении КЗ внутри трансформатора, возможен его взрыв с последующим возгоранием, приводящий к человеческим жертвам, материальному ущербу. Поэтому для силовых трансформаторов обязательной к установке является современная защита с разрывным диском и маслосливной емкостью, которая позволит предотвратить возникновение таких последствий при внутренних КЗ на трансформаторах. Подобную защиту также целесообразно установить на трансформаторах собственных нужд станции.

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 так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен выполняться обход.

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

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4 – 6 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями не допускается. Проходы между секциями осуществляются посредством установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены секционными задвижками. Трубопроводы заполняются водой, расположены

в помещениях открыто с температурой не менее +5°C. ЗПУ устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируется: пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого ЗПУ по импульсу, поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта; пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не включения системы; на пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе; остановка насосов после прекращения пожара и закрытия ЗПУ через определенное время; пуск насосов при опробовании дистанционно; сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов; об отсутствии напряжения питания насосов.

Каждое помещение (кабинеты ИТР, РУСН, КРУЭ и т.д.) на Станской гидроэлектростанции должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для конкретного помещения, в которых отражаются правила ПБ, указываются номера НСС, дежурного пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

7.4 Охрана окружающей среды

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГТС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7 от 10.01.2002);
- Земельный кодекс РФ (№ 136-ФЗ от 25.10.2001);
- Водный кодекс РФ (№ 74 - ФЗ от 03.06.2006);
- Лесной кодекс РФ (№ 200-ФЗ от 04.12.2006);
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (№ 96 от 04.05.1999);
- ФЗ «О животном мире» (№ 52 от 13.12.1996);

7.5 Водоохранные мероприятия

7.5.1 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;
- 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 жидких отходов и вывоз бытовых отходов;
- 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.

7.5.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 -ФЗ от 3.06.2006 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, противозерозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных 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 (ПДК);

– разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- 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 мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.5.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного 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 нефтеуловительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные ёмкости – 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 обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

– регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

– эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания 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 уточнённые в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

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 гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, переселению населения, восстановлению сельскохозяйственного производства и организации транспортных связей, лесорубке и лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

В санитарном отношении река является слабозагрязненным водотоком. Промышленных предприятий и организованных стоков загрязнённых вод в районе водохранилища не имеется. Возможными источниками загрязнения поверхностных вод являются расположенные в зоне водохранилища животноводческие помещения, выгребные ямы при индивидуальных хозяйствах, а также строительный мусор, остающийся после выноса населённых пунктов.

Для ликвидации возможных источников загрязнения водных объектов, земельных ресурсов необходимо провести следующие виды работ:

- 1) очистка и обработка территории сносимых населённых пунктов, хозяйственных и животноводческих объектов;
- 2) лесочистка территории водохранилища на площадях специального назначения.
- 3) перенос кладбищ и скотомогильников.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду реки Уссури невелико и при условии соблюдения водоохраных правил не должно вызывать ухудшения качества воды в водохранилище.

7.6 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Источниками загрязнений на предприятии являются пылегазоочистные установки, малярные работы, дизель-генератор и тому подобное. На этапе производства строительно-монтажных работ загрязнение атмосферного воздуха связано с выбросами строительной техники, транспортных средств, других механизмов.

Для уменьшения негативного воздействия на окружающую среду выполняют следующие мероприятия:

- очистка топлива и сырья от вредных примесей;
- исключение сухих способов переработки пылящих материалов,
- герметизация производств и транспортных средств при транспортировке различных продуктов и материалов,
- кооперация с другими предприятиями, уменьшающая количество «грязных» участков на предприятии;
- сокращение неорганизованных выбросов;
- очистка и обезвреживание загрязняющих веществ из отходящих газов;
- улучшение условий рассеивания.

7.7 Охрана от промышленных отходов

При строительстве и эксплуатации ГЭС происходит образование значительного объема отходов различных классов опасности (I-V), указанных в таблице 7.2.

В связи с этим проводят следующие мероприятия:

- раздельный сбор отходов по видам и классам опасности;
- организация мест накопления отходов;
- своевременный вывоз отходов с учетом класса опасности и способов утилизации/хранения/захоронения осуществляется на специально оборудованные полигоны.

Таблица 7.2-Классификация отходов по классам опасности

Класс опасности отхода для окружающей природной среды	Степень вредного воздействия опасных отходов на окружающую природную среду	Критерии отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды
I класс (чрезвычайно опасные)	очень высокая	Экологическая система необратимо нарушена. Период восстановления отсутствует.
II класс (высокоопасные)	высокая	Экологическая система сильно нарушена. Период восстановления не менее 30 лет после полного устранения источника вредного воздействия.
III класс (умеренно опасные)	средняя	Экологическая система нарушена. Период восстановления не менее 10 лет после снижения вредного воздействия от существующего источника.
IV класс (малоопасные)	низкая	Экологическая система нарушена. Период самовосстановления не менее 3 лет.
V класс (практически неопасные)	очень низкая	Экологическая система практически не нарушена.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016 - 2041 гг. (приказ ОАО «РусГидро» от 08.02.16 г. №92) с учетом реализованной электроэнергии. Расходы рассчитывались для каждого из рассматриваемых вариантов.

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 рассчитаны, исходя из среднего срока службы основного оборудования по группам оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Величина, млн. руб.
Расходы на оплату труда	930 тыс. руб./МВт	113,2
Прочие	125 тыс. руб./МВт	12,3
Итого по ГЭС		125,5

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются, исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина	%
2015-2019	0,020	
2020-2024	0,030	
2025-2029	0,040	
2030-2036	0,100	

Услуги регулирующих организаций рассчитываются исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.3

Таблица 8.3 - Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка тыс.руб/МВт	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	107,81 руб. за 1 МВт	50,05
НП АТС (администратор торговой системы)	1,107 руб. за 1 МВт-ч	0,44
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,310 руб. за 1 МВт-ч	0,12
Итого		55,73

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Чирчик составляет 4,8 руб. (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876).

Текущие затраты по гидроузлу приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта		
	2018г.	2019г.	2020г.
Амортизационные отчисления, млн.руб.	20,22	20,64	20,64
Расходы на страхование, млн.руб.	3,84	3,60	3,36
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	2,36	6,53	7,62
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	0,80	0,75	0,78
Налог на воду, млн.руб.	0,56	1,54	1,80
Итого, млн.руб.	0,16	0,51	0,62

Структурная диаграмма затрат по гидроузлу приведена на рисунке 8.1.

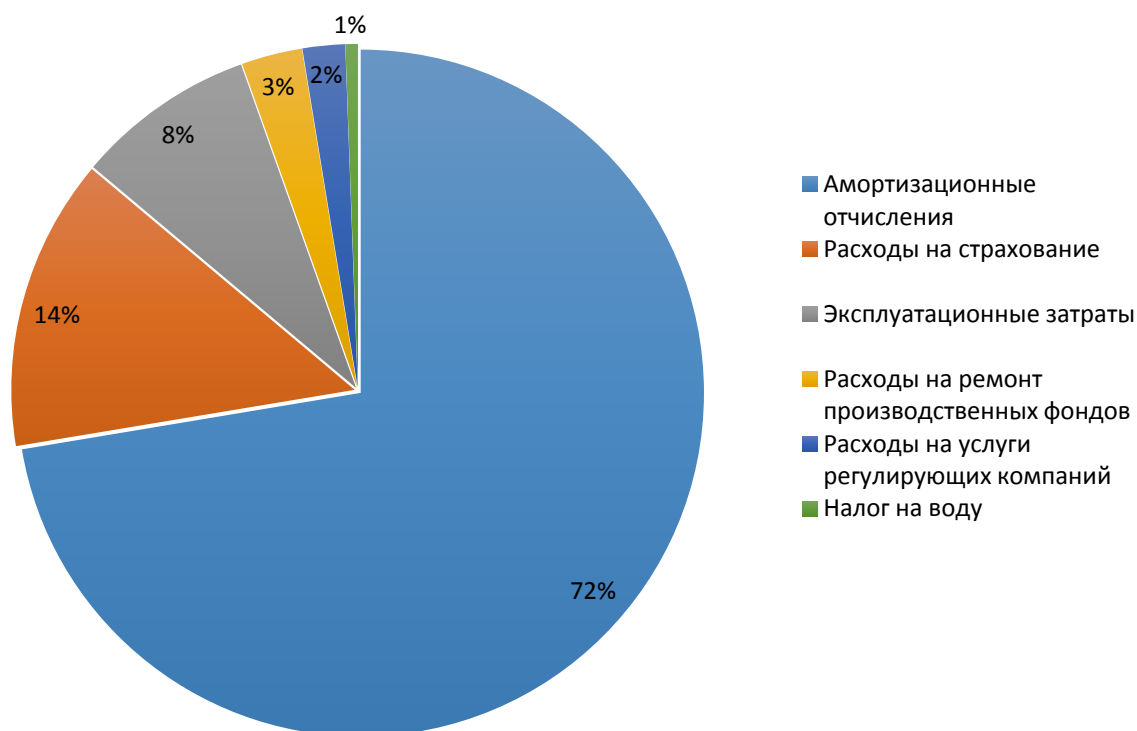


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства Атакенская ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности Атакенская ГЭС. Налоговые расходы представлены в таблице 8.5.

Учтены следующие налоги:

- НДС-18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды -34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество - 2,2 % от стоимости имущества проекта;
- налог на прибыль - 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт ч – 4,8 руб.

Таблица 8.5 - Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	61,0	56,5	51,9	47,4	61,0
НДС, млн.руб.	254,8	264,7	274,4	284,5	254,8

Продолжение таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	220,2	291,6	299,5	307,8	220,2
Налог на имущество, млн.руб.	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9

8.3 Прибыль

В отчете отражения производственной деятельности Атакенская ГЭС по производству электроэнергии определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации.

Наименование	Год реализации проекта				
	2018	2019	2020	2021	2022
Выручка (нетто), млн.руб.	44894	127994	153437	157869	162379
Текущие расходы, млн.руб.	27931	33576	34825	34685	34381
ЕВИТ (прибыль до налогообложения), млн.руб.	16963	94418	118612	123184	127999
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	3393	18884	23722	24637	25600
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	13571	75534	94890	98547	102399
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Годовая прибыль приведена на рисунке 8.2.

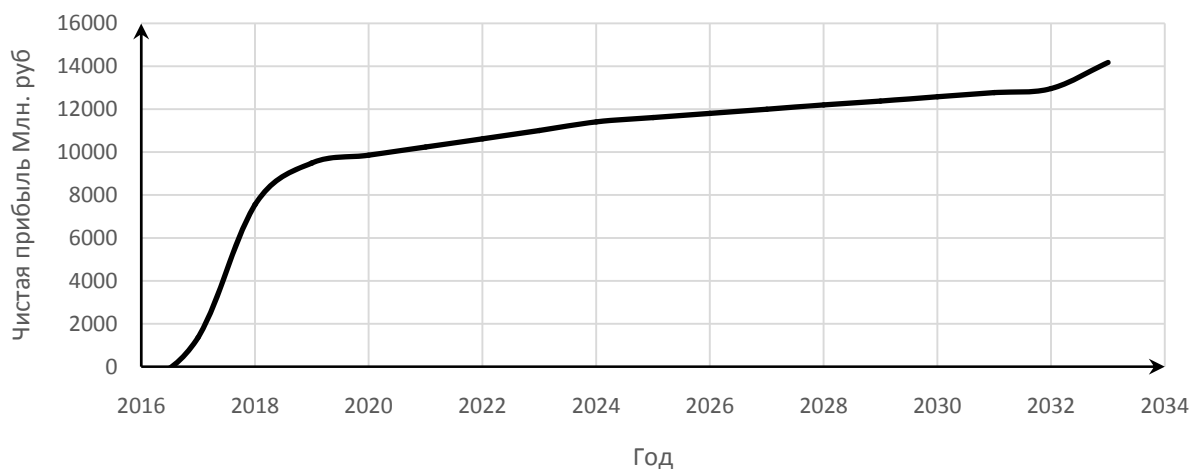


Рисунок 8.2 – Годовая прибыль, млн. руб.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение показателей эффективности проекта.

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert» фирмы «Projectsystem». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

— 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.

Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта.

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 Атакенская ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Станской ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

Результаты расчета показателей эффективности инвестиций представлены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Результаты расчета показателей эффективности инвестиций

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	15,0
Период окупаемости - РВ, год	6,5
Средняя норма рентабельности - ARR, %	94,1
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	25940,3
Индекс прибыльности – PI	4,1
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,27
Удельные капиталовложения, руб/Квт	32774

8.5 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

Наименование	2019г	2020г	2021г	2022г
В федеральный бюджет, млн.Рублей	26,31	32,4	54,9	62,6
В региональный бюджет, млн.Рублей	19214	25822	48810	56947
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	7095	6554	6100	5645

8.6 Анализ рисков и чувствительности инвестиционного проекта

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные - неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные - возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменения затрат в строительство;
- операционные - неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) - неопределенность обменных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 - Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

Под анализом чувствительности проекта понимают оценка влияния на показатель доходности проекта (NPV) следующих параметров:

- ставки налогов,
- объём инвестиций,
- цена сбыта,
- ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определились экспертно.

Результаты анализа чувствительности проекта представлены графически на рисунках 8.3-8.6.

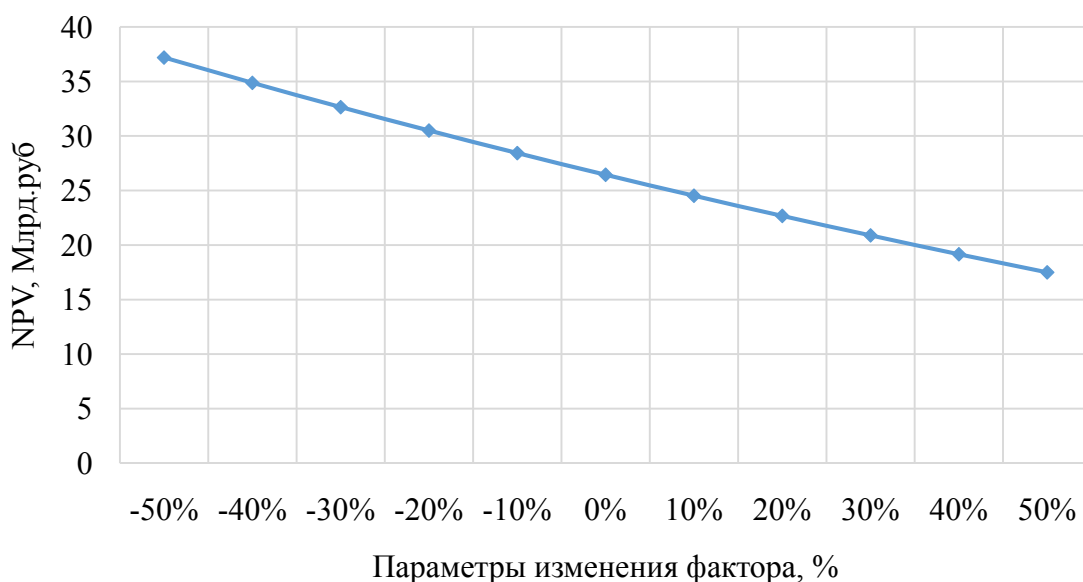


Рисунок 8.3-Изменение Суммы NPV от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины NPV.

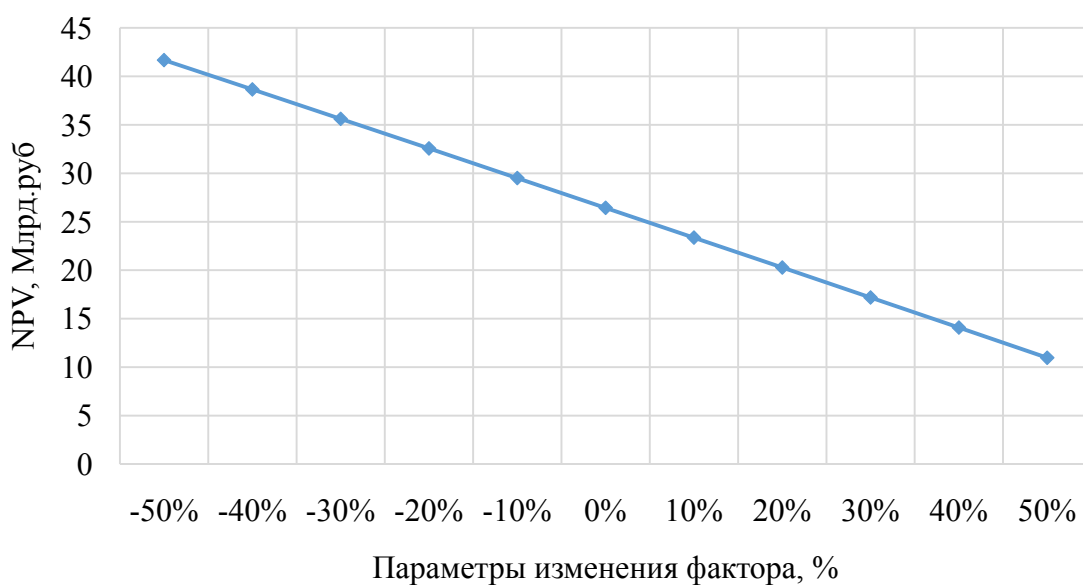


Рисунок 8.4 - Влияние изменения объема инвестиций на показатель NPV

Вывод: Увеличение объема инвестиций - уменьшение величины NPV.

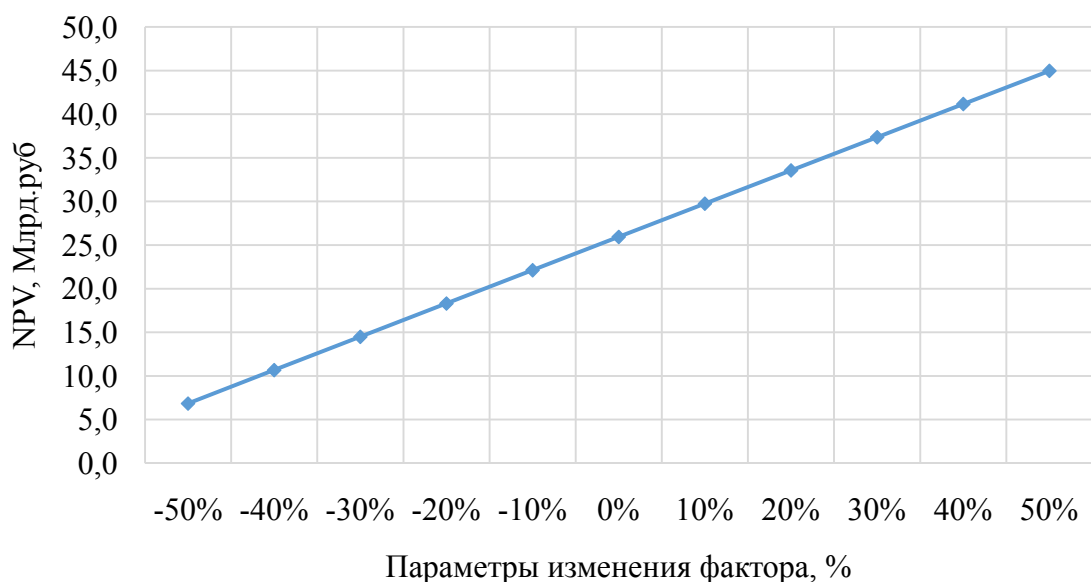


Рисунок 8.5 - Влияние изменения цены на показатель доходности

Вывод: Увеличение цены сбыта – увеличение величины NPV.

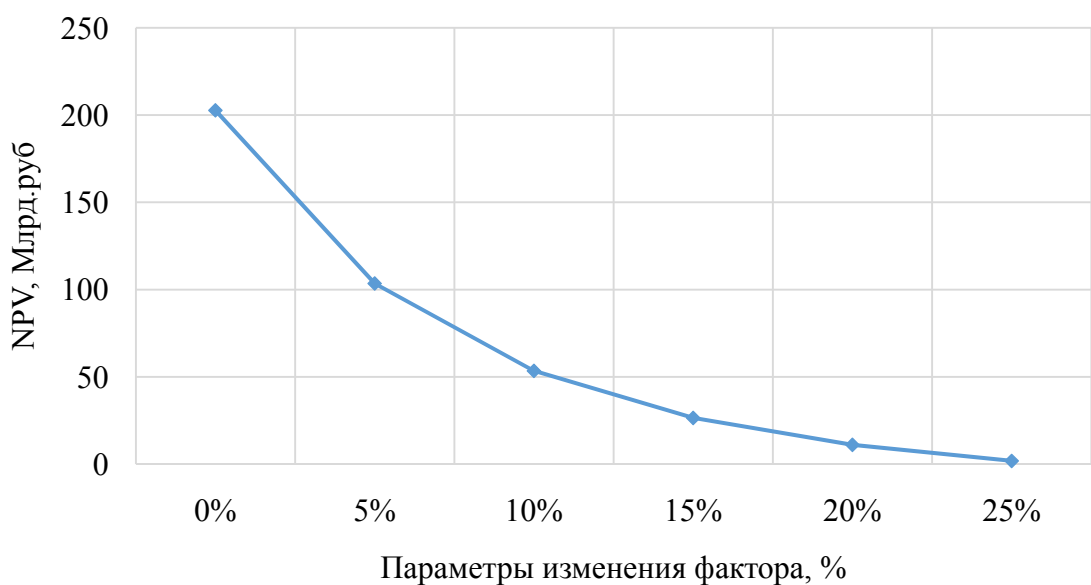


Рисунок 8.6 - Влияние изменения ставки дисконтирования на показатель доходности

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

9 Системы технического водоснабжения. Назначение, требования, преимущества и недостатки на примере проектируемой ГЭС

Система технического водоснабжения (ТВС) предназначена для подачи и распределения воды между узлами агрегатов, аппаратами и устройствами с целью их охлаждения, а также служит источником для системы пожаротушения генераторов.

Источником воды для ТВС является водохранилище, а также НБ, где устраиваются специальные водозаборы. В эксплуатации для приплотинных ГЭС наибольшее признание заслужила самотечная схема ТВС с устройством водозаборов из водохранилища. Схема ТВС с подачей воды из НБ насосами менее надежна и её следует применять там, где невозможно по каким-либо причинам выполнить самотечную систему. Кроме того, самотечная система практически не требует обслуживания и затрат электроэнергии.

Система ТВС достаточно сложная и исключительно ответственная часть технологических устройств ГЭС, от которой зависит надежность работы основного оборудования, поэтому соображения об экономии воды в водохранилище не могут иметь преобладающего значения.

Вода отбирает непосредственно тепло лишь у резиновых подшипников турбин, (там, где они применяются) и одновременно обеспечивает смазку трущихся пар - металл - резина. В остальных случаях тепловыделяющий узел оборудования передает тепло промежуточному носителю: маслу в подшипниках и подпятниках агрегата, а также в баках трансформаторов; дистиллированной воде, циркулирующей в обмотках генераторов и их системах тиристорного возбуждения; воздуху, вентилирующему (охлаждающему) обмотки и железо генераторов.

С помощью маслоохладителей, воздухоохладителей и теплообменников вода ТВС отбирает тепло у названных промежуточных носителей. Через эти устройства вода идет на проток и сбрасывается в НБ. Водозаборы системы ТВС должны резервироваться (основной и резервный).

Представляет интерес смешанная схема ТВС - самотечно-эжекторная. Рабочий поток поступает из ВБ и составляет около 50% от общей подачи эжектора, а другая часть расхода подсасывается из НБ.

Такая схема выполнена на некоторых приплотинных ГЭС, в том числе на Саяно-Шушенской ГЭС, где она изначально рассматривалась, как один из вариантов при проектировании гидростанции. В процессе эксплуатации было подсчитано, что потери электроэнергии за счет использования воды из ВБ, равны затратам при варианте насосной подачи воды из НБ. При этом эксплуатационные преимущества самотечно-эжекторной схемы неоспоримы.

Система пожаротушения генератора питается от ТВС и представляет собой кольцеобразные трубопроводы (коллекторы) с отверстиями-распылителями, которые расположены внутри генератора так, чтобы при подаче воды в коллекторы распыленные струи воды были направлены на верхние и нижние лобовые части обмотки статора.

Система водоснабжения пожаротушения объектов и помещений, а также хозяйственных нужд (хозпитьевое водоснабжение) ГЭС требуют также тщательного технико-экономического обоснования, в котором надежность схемы пожаротушения должна быть на первом месте. Проиллюстрируем создание этой системы. Было принято предложение о создании самотечной системы подачи воды с разрывом высоконапорной струи.

Альтернативный вариант самотечной системы с редукционными клапанами был исключен, так как отказ клапана приводил к созданию в сети трубопроводов давления 2,0-2,5 МПа, превышающего испытательное давление в трубах в 2-2,5 раза.

Система выполнена с устройством емкостей большого объема баков, расположенных в теле плотины на уровне, гарантирующем, что гидростатическое давление не превысит величины 1,0 МПа во всей сети трубопроводов пожаротушения и хозяйственного водоснабжения на любом объекте ГЭС.

Емкости автоматически подпитываются из водозаборов ВБ через специальные регулирующие устройства. Схема надежна и проста в эксплуатации.

Суммарный расход воды охлаждения генераторов, трансформаторов для смазки подшипников турбин и других нужд на крупных ГЭС может достигать нескольких кубических метров в секунду. Давление воды должно быть в пределах 0,3 – 0,5 МПа, поэтому не всегда возможна наиболее простая самотечная схема технического водоснабжения, особенно если используется вода под напором, имеющимся на ГЭС. При низких напорах применяют насосную схему, увеличивая насосами давление воды. При высоких напорах (выше 200 – 250 м) также применяется насосная схема, но с забором воды из нижнего бьефа. При напорах 50 – 250 м применяется эжекторная схема с использованием водоструйных насосов-эжекторов. Через эжектор пропускается рабочий расход воды $Q_{раб}$ под напором ГЭС, и за счет разрежения, образуемого диффузором эжектора, из нижнего бьефа дополнительно подсасывается вода $Q_{вс}$, на выходе из эжектора давление снижается.

Оборудование технического водоснабжения состоит из водоприемников, устраиваемых в бычках, устоях, стенках спиральных камер; фильтров, насосов или эжекторов, трубопроводов, подводящих воду к кольцевым коллекторам гидроагрегатов и другим потребителям. Отработанная подогретая вода сбрасывается в нижний бьеф. Применяются централизованные схемы (от одной насосной установки вода магистральными трубопроводами разводится по зданию ГЭС), а также индивидуальные или групповые схемы (один или группа гидроагрегатов имеют обособленную систему со своими водоприемниками и насосами).

При ремонтах проточная часть гидроагрегата, отделенная от бьефов ремонтными затворами, должна быть осушена. Для этого на ГЭС предусматриваются насосные установки, позволяющие осушить проточную часть гидроагрегата не более чем за 4 ч.

9.1. Характеристика оборудования системы технического водоснабжения

Потребителями системы технического водоснабжения (ТВС) являются охлаждающие устройства технологических узлов и систем гидрогенераторов, блочных трансформаторов и кондиционеров.

Система ТВС - эжекторного принципа. Каждый гидроагрегат снабжен двумя регулируемыми эжекторами (1Э и 2Э).

Каждый из эжекторов, расположенных в потерне, соединен со спиральной камерой гидроагрегата и нижним бьефом. "Острая" рабочая вода подводится из спиральной камеры (30% общего объема) и в результате эжектирования (разрежения) производится забор воды (70% общего объема) из нижнего бьефа (Плакат 3).

Суммарный максимальный расход воды на ТВС одного гидроагрегата при t° речной воды 16°C равен $500 \text{ м}^3/\text{час}$.

Эжектор 1Э подает воду к теплообменникам системы охлаждения обмотки статора, маслоохладителям подпятника, подшипника генератора, подшипника турбины и уплотнению вала. Вода, прошедшая теплообменники статора, подается к маслоохладителям трансформатора.

Эжектор 2Э подает воду к воздухоохладителям генератора, и на резерв охлаждения маслоохладителей трансформаторов.

В системе ТВС трансформаторов установлено переливное устройство, предотвращающее превышение давления воды в маслоохладителях трансформаторов над статическим давлением масла в них.

На трубопроводах между эжекторами и потребителями установлены фильтры с электроприводом поворотных сеток, имеющие возможности промывки фильтра на ходу.

На трубопроводах системы ТВС установлены задвижки с ручным приводом, дисковые поворотные затворы и шаровые краны, а также часть запорной арматуры снабжена электрическими приводами.

Назначение задвижек:

Шаровые краны с эл. приводами №12 и №13 служат для отсоединения эжекторов или всей системы ТВС от спиральной камеры, дисковые затворы с эл. приводами №1 и №2 – для отсоединения эжекторов или всей системы ТВС от нижнего бьефа при ремонте.

Через дисковые поворотные затворы с эл. приводами №6 и №7 сливного коллектора осуществляется слив воды из системы ТВС в нижний бьеф, и они предназначены для отсоединения системы от нижнего бьефа при ремонте.

Дисковый поворотный затвор №3 в нормальном положении закрыт. При необходимости открытием этого затвора соединяются правая и левая магистрали ТВС.

Через дисковый поворотный затвор с эл. приводом №9 осуществляется подвод воды к маслоохладителям подпятника и генераторного подшипника.

Затвор поворотный дисковый с электроприводом №11 соединяет магистраль эжектора с магистралью охлаждения силового трансформатора при включении резервного охлаждения трансформатора.

Дисковый затвор с электроприводом ТВС №15 осуществляет подачу воды к маслоохладителям турбинного подшипника и уплотнению вала.

Затвор поворотный дисковый №42 используется для промывки обратным потоком воды маслоохладителей подпятника, генераторного подшипника гидроагрегата.

Затворами поворотными дисковыми производится регулирование расхода:

- № 18 теплообменники системы охлаждения обмотки статора;
- №№ 16, 17 – маслоохладители генераторного подшипника,;
- №№ 19, 24 – маслоохладители подпятника;
- №№ 22/1÷22/12 - воздухоохладители генератора.

Затвор поворотный дисковый с эл. приводом №10 предназначен для резервирования смазки водой уплотнения вала и маслоохладителей турбинного подшипника гидроагрегата из пожарной магистрали.

Затвор поворотный дисковый №35 (ПТ8) предназначена для подвода воды в левую магистраль ТВС из пожарной магистрали при снятом давлении с водовода.

Кран шаровой СП предназначен для слива воды из спиральной камеры при осушении проточной части гидроагрегата.

Запорная арматура №№ 1÷7, 9÷15 имеет электропривод с местным и дистанционным управлением, а затворы №№ 9,10,12, 15 дополнительно имеют автоматическое управление от системы управления гидроагрегатом. Затвор № 10 имеет электропривод с местным и автоматическим управлением на открытие при снижении расхода воды через маслоохладители турбинного подшипника от основного источника. Задвижка СП имеет электропривод только с местным управлением.

Дисковый затвор ТВС № 14 предназначен для регулирования расхода воды через магистраль охлаждения маслоохладителей блочных трансформаторов (фазы А, В, С).

Примечания: На ГА1, ГА7, ГА8 запорная арматура №№14, 15 электроприводом не снабжена, их управление осуществляется вручную.

Таблица 9.1

№ п.п	Основные потребители	Максимально допустимое рабочее давление (в кг/см ²)	Приборы контроля давления и их расположение	Эксплуатационные параметры давления кгс/см ²	Уставки сигнализаций кгс/см ²
1	2	3	4	5	6
1	Левая нитка ТВС (эжектор Э1)	6	ВР8	3,6÷4,2	2
2	Правая нитка ТВС (эжектор Э2)	4	ВР9	0,6÷1,5	-
3	Воздухоохладители генератора	3,5		0,2÷3,0	-
4	U – образные маслоохладители подпятника	3,5	ВР10, ВР11	1,8÷2,4	1,3
5	Кольцевые маслоохладители генераторного подшипника	3,5	ВР12, ВР13	0,5÷3,0	1
6	Теплообменники трансформатора	0,9		0,4÷0,7	-
7	U – образные маслоохладители турбинного подшипника	3,5	SP1	2,0÷3,5	2,5
8	Уплотнение вала	3,5	ВР4÷ВР7	2,0÷3,0	1,7

9.2 ПОРЯДОК ПОДГОТОВКИ К ПУСКУ, ПОРЯДОК ПУСКА, ОСТАНОВА И ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

При вводе системы технического водоснабжения в работу, после проведения на ней ремонтных работ, связанных с её осушением, необходимо:

Убедиться в снятии заглушек с водозаборов и сливных трубопроводов со стороны НБ, о чем должна быть произведена запись в "Журнале ремонтов", находящемся на рабочем месте начальника смены машинного зала.

Произвести осмотр системы ТВС, и убедиться в готовности системы к заполнению.

Собрать схему для заполнения системы ТВС до уровня НБ в следующей последовательности:

закрывать затворы дисковые поворотные (шаровые краны) № 12,13; ввести иглы эжекторов 1Э, 2Э; закрыть дренажные вентили №39/1, 39/2 на ∇305,25; закрыть дренажный вентиль сливного коллектора №33/2 на ∇315;

закрывать затворы дисковые поворотные (шаровые краны) ТВС на ручном управлении: №№ 32/1, 32/2, 4, 18, 24, 19, 16, 17, 36, 37, 19; 22/1÷12; 23/1÷12; 27/1÷3; 24, 28, 29, 30, 44.

Произвести осмотр системы ТВС на наличие протечек, при обнаружении принять меры к их устранению.

Удалить скопившийся воздух открытием пробок в верхней части воздухоохладителей генератора и фильтров ТВС.

После поднятия давления в водоводе выводятся иглы эжекторов 1Э, 2Э, открывается шаровый кран №13. Расход и давление техводы, подаваемой в системы и технологические узлы гидроагрегата, регулируется согласно заданным эксплуатационным параметрам (Таблица 9.1).

После настройки расходов и давления в системе ТВС, выполнить трехкратный перевод на резервный фильтр (3Ф и 4Ф), с выдержкой времени 10 сек. для удаления воздуха.

Управление задвижками технического водоснабжения.

Местное управление задвижками осуществляется кнопками, установленными на лицевых панелях шкафов местного управления задвижками (ШМЗ), расположенными непосредственно у задвижек после перевода ключа в положение «Ручное».

Дистанционное управление дисковыми затворами и шаровыми кранами с электроприводом №№1÷7, 9, 10, 12, 13, 15 соответственно осуществляется виртуальными кнопками с панельного компьютера ПТК. На дисплее панельного компьютера отображаются крайние положения («открыта», «закрыта») запорной арматуры ТВС №№1÷7, 9, 10, 12, 13, 15

На гидроагрегате установлен электропривод на дисковом затворе №11. Управление дисковым затвором осуществляется кнопками с местного шкафа управления после перевода ключа в положение «Ручное». Дистанционное управление затвором осуществляется от ПТК Т.

Сигнализация о неисправностях и состоянии запорной арматуры ТВС передаётся из ПТК ТАиУВО в систему агрегатной сигнализации ПТК ИС2.

Управление запорной арматурой №9, 12, 15 осуществляется автоматикой пуска и останова гидроагрегата.

При пуске гидроагрегата формируется команда на открытие задвижки №9, 15, при возбуждении главного генератора открывается шаровый кран №12.

При команде на автоматический останов гидроагрегата и после развозбуждения закрывается шаровый кран №12, а после полной остановки агрегата закрывается затвор дисковый поворотный №9, 15.

На работающем агрегате или находящемся в резерве положение запорной арматуры с электроприводом, не имеющих автоматического управления, следующее:

№№1,2,4,5,6,7,13 – открыты, №3, СП – закрыты.

Питание электродвигателей запорной арматуры ТВС и цепей местного управления запорной арматуры осуществляется через автоматические выключатели 0,4 кВ.

Защита от токов короткого замыкания двигателей и цепей управления запорной арматуры ТВС осуществляется автоматическими выключателями,

установленными в шкафах ШМЗ. Защиту от неполнофазного режима сети и неверного чередования фаз выполняют реле контроля напряжения.

Измерение величины расхода воды на охлаждение подпятника (ПП), генераторного подшипника (ПШГ) и теплообменников статора (ТО) осуществляется электронными аналоговыми расходомерами типа «Взлет-М». Контроль величины расхода воды на охлаждение турбинного подшипника (ПШТ) осуществляется электронным дискретным расходомером «ELETTA S2». Измерение величины расхода воды на уплотнение вала осуществляется электронными аналоговыми расходомерами «ELETTA A5». Показания датчиков передаются в панель МАЗ, где отображаются на дисплее панельного компьютера и, далее, передаются на сервер блока.

BF20, BF21	контроль расхода воды на охлаждение ПП;
BF23, BF24	контроль расхода воды на охлаждение ПШГ;
BF22	контроль расхода воды через ТО;
SF	контроль расхода воды через маслоохладитель ПШТ;
BF1 – BF4	контроль расхода воды на уплотнение вала

Давление воды в системе ТВС и трубопроводах маслоохладителей ПП и ПШГ контролируется преобразователями давления типа «JUMO dTRANS». Давление воды в трубопроводах уплотнения вала контролируется преобразователями давления типа «AIP-10». Давление воды в трубопроводе ПШТ и давление в ремонтном уплотнении вала измеряется манометрами показывающими сигнализирующими типа «WKA». Контроль давления в резервной магистрали ТВС осуществляется электроконтактным манометром типа «ДМ2005Сг». Состояние сработанных уставок по давлению заводится в ПТК и обрабатывается в логической части программы в соответствии с алгоритмами управления.

BP4 - BP7	контроль давления воды в трубопроводах уплотнения вала;
BP8, BP9	контроль давления воды от эжектора 1Э и 2Э соответственно;
BP10, BP11	контроль давления воды в трубопроводах охлаждения ПП;
BP12, BP13	контроль давления воды в трубопроводах охлаждения ПШГ;
BP16	контроль давления в резервной магистрали ТВС;
SP1	контроль давления воды в трубопроводах охлаждения ПШТ;
SP2	контроль давления воды в ремонтном уплотнении вала.

Команда пуск гидроагрегата формируется:

- только при наличии расхода и соответствии его уставке расхода воды на уплотнение вала;
- при отсутствии давления в ремонтном уплотнении вала.

На работающем ГА, при снижении расхода воды на уплотнение вала на любом датчике трубопроводов до величины 1,4 м³/ч (0,39 л/с) проходит пре-

дупредительный сигнал. При дальнейшем снижении расхода воды в трех трубопроводах до 1,1 м³/ч (0,31 л/с) и давления до 0,15 МПа (1,5 кгс/см²) проходит команда на аварийный останов гидроагрегата.

Снижение расхода или давления воды в трубопроводе охлаждения масла подшипника турбины до 28,8 м³/ч (8 л/с) и 0,25 МПа (2,5 кгс/см²), на вращающемся гидроагрегате, вызывает автоматическое открытие затвора №10 подачей воды из пожарной магистрали. Одновременно включается сигнализация "Низкий расход воды через охладители ПШТ". При дальнейшем снижении расхода воды в течение 15 минут в ПТК ТАиУВО проходит команда на аварийный останов гидроагрегата.

На работающем ГА, при снижении расхода воды через маслоохладители ПП и ПШГ до величин 100 м³/ч и 11 м³/ч соответственно, формируется предупредительный сигнал «Низкий расход воды на охлаждение ПП» и «Низкий расход воды на охлаждение ПШГ» соответственно. При уменьшении расхода на охлаждение ПП и ПШГ до аварийно низких значений 10 и 1 м/ч соответственно через 15 мин. формируется команда на аварийный останов гидроагрегата.

При отклонении давления технической воды магистралей 1Э и 2Э от нормального, в ПТК ИС2 поступают сигналы: «Снижение давления в эжекторе техводоснабжения №1» и «Снижение давления в эжекторе техводоснабжения №2».

Показания датчиков отображаются на терминале п. МА3, сервере блока и в АСУ-ТП верхнего уровня.

Обслуживание системы в аварийных режимах.

При выходе из строя одного из эжекторов разрешается эксплуатация системы технического водоснабжения гидроагрегата от одного эжектора.

При отказе эжектора правой нитки ТВС 2Э необходимо вывести иглу эжектора 1Э до полного открытия, открыть затвор поворотный дисковый №3; закрыть затвор поворотный дисковый №5. Произвести регулирование расхода технической воды в системы и технологические узлы гидроагрегата.

При отказе эжектора ТВС левой нитки ТВС 1Э необходимо:

- вывести иглу эжектора 2Э до полного открытия;
- открыть затвор поворотный дисковый №3;
- закрыть затвор поворотный дисковый №4.

Произвести регулирование расхода технической воды в системы и технологические узлы гидроагрегата.

При необходимости подачи воды в систему охлаждения трансформатора при снятом давлении с водоводов двух агрегатов блока необходимо на одном из агрегатов закрыть затворы 4, 20 и 37, а также задвижку маслоохладителя ПШТ и уплотнения вала в шахте турбины. Произвести регулирование расхода и давления технической воды в системе ТВС открытием задвижки 35 (либо 34). Давление в левой магистрали должно быть в пределах 2÷3 кгс/см².

9.3 Эксплуатация системы технического водоснабжения

Электродвигатели запорной арматуры должны быть занулены согласно ПУЭ.

Проходы, полы, перекрытия должны содержаться в чистоте и не должны загромождаться.

Электродвигатели запорной арматуры должны быть немедленно отключены от сети при несчастных случаях с людьми, появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, поломке приводимой запорной арматуры, появлении запаха горелой изоляции, резкого увеличения вибрации электродвигателя или привода, угрозы повреждения электродвигателя (заливание водой, ненормальный шум и др.).

Рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях с запорной арматурой должно обеспечивать освещённость согласно ведомственным нормам и "Санитарным нормам проектирования промышленных предприятий".

Заключение

На начальном этапе проектирования, используя исходные данные, были произведены водно-энергетические расчеты, в результате которых получена установленная мощность Атакенской ГЭС – 150 МВт, а также зона ее работы на суточных графиках нагрузки. Также при расчете регулирования стока были определены:

- отметка УМО – 874,28 м (при заданной отметке НПУ – 890 м);
- полезный объем водохранилища – 1,55 км³ (при заданном полном объеме – 3,76 км³);
- среднемноголетняя выработка электроэнергии Атакенской ГЭС равна 1,03 млрд. кВт·ч.

Далее были спроектированы основные сооружения гидроузла. Атакенская ГЭС расположена в горном створе. Напорный фронт представлен бетонными сооружениями: станционной частью и водосливной плотиной, а так же каменно-земляной плотиной с экраном со стороны левого берега и правого берега.

Максимальная высота сооружений 87,89 м (ширина подошвы 50,4 м., ширина по гребню 15,0 м.). Сопряжение бьефов осуществляется посредством отлета струи. Для снижения противодействия устроены цементационная завеса глубиной 36,0 м и дренажные скважины глубиной 18,0 м.

В ходе проектирования водосливная бетонная плотина была проверена на прочность и устойчивость. Растягивающие напряжения отсутствуют, а возникающие сжимающие напряжения не превосходят предельно допустимые. Для основного сочетания нагрузок плотина устойчива на сдвиг по основанию с коэффициентом надежности 1,35, что допустимо для I класса сооружений. Таким образом, плотина удовлетворяет условиям прочности и устойчивости.

При выборе основного гидросилового оборудования рассматривались три варианта турбин: РО-75-В, ПЛД60-В60 и ПЛ60-В. В результате расчета был определен оптимальный вариант с тремя радиально-осевыми турбинами номинальным диаметром 3,75 м (РО-75-В-375), работающими при напорах: максимальный – 67,0 м.; расчетный – 52,5 м.; минимальный – 46,7 м.

Для принятой турбины с синхронной частотой вращения 166,7 об/мин был подобран синхронный вертикальный гидрогенератор СВ-596/90-32 УХЛ4, номинальной активной мощностью 50 МВт и полной мощностью $S=62,5$ МВА. Номинальное напряжение генератора $U_{г}=13,8$ кВ.

Структурная электрическая схема ГЭС представлена единичными блоками и распределительном устройством высокого напряжения с двумя рабочими системами шин - КРУЭ-220 кВ. (ЯГГ-220 фирмы «Электроаппарат»).

По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ – 80000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗЛ – 6300/13,8/6. Генераторный комплекс фирмы «Электроаппарат» ВГГ-15-50/6300.

Вся генерируемая на станции мощность передается по 2 отходящим ЛЭП 220 кВ, длиной 10 км.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- чистый приведенный доход 25940,3 млн. руб.;
- период окупаемости станции 6 лет 5 месяцев с начала строительства;
- себестоимость вырабатываемой электроэнергии – 27 коп/кВт·ч.

Строительство Атакенской ГЭС позволит:

- снизить имеющийся дефицит мощности в энергосистеме;
- увеличить вытеснение мощностей тепловых станций;
- создать благоприятные условия для развития экономики.

Таким образом, строительство Атакенской ГЭС является инвестиционно привлекательным и актуальным для региона.

Был произведён расчёт токов КЗ характерных точек. Результаты расчета, использовали для определения уставки основных защит гидроагрегата.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Wikipedia [Электронный ресурс]: Учур. – Wikipedia®, 2013. – Режим доступа:<https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D1%81%D1%81%D1%83%D1%80%D0%B8>.
2. Донские зори [Электронный ресурс]: Природа Донского края. Осадочные горные породы: описание – Copyright 2008-2015 Борис Панасюк – Режим доступа:http://donrise.ru/geology/porody_opisanie/tabid/430/Default.aspx.
3. Системный Оператор Единой Энергетической Системы [Электронный ресурс]: ОЭС Восток. – Москва, 2013. – Режим доступа: http://so-ups.ru/index.php?id=oes_east.
4. РусГидро [Электронный ресурс]: ОАО "НИЖНЕ-БУРЕЙСКАЯ ГЭС". Общие сведения – © ОАО "РУСГИДРО" 2008 - 2015 – Режим доступа: <http://www.nbgес.rushydro.ru/hpp/general/>.
5. Мосин, К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим занятиям/ сост.– Саяногорск: СШФ КГТУ, 2006. – 53 с.
6. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
7. Системный Оператор Единой Энергетической Системы [Электронный ресурс]: ОЭС Восток. Генерация и потребление в ОЭС Востока (почасовая) – Москва, 2015
Режим доступа:http://so-ups.ru/index.php?id=1176&tx_ms1cdu_pi1%5Bdt%5D=19.12.2013.
8. Системный Оператор Единой Энергетической Системы [Электронный ресурс]: Единая энергетическая система России – Москва, 2015. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=ees>.
9. Кривченко, Г. И. Гидравлические машины: Турбины и насосы: учебник для вузов / Г. И. Кривченко. – Москва : Энергия, 1978. – 320 с.
10. Онлайн Электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения. – 2008 [Электронный ресурс]: БАЗА ДАННЫХ. Паспортные данные гидрогенераторов– © ОНЛАЙН ЭЛЕКТРИК: БАЗА ДАННЫХ 2008-2015. – Режим доступа: <http://www.online-electric.ru/dbase/gydrogen.php>.
11. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева. Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988.– 400 с.
12. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009.
13. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7 / – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2008. – 853 с., ил.
14. Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» / - М., 2011. – 147с.

15. Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы [Электронный ресурс]: Главная/Потребителям/Услуги по технологическому присоединению. ЦЕНТРЫ ПИТАНИЯ. – © 2007 – 2015 ОАО «ФСК ЕЭС». – Режим доступа: <http://portaltp.fsk-ees.ru/sections/Map/map.jsp>.

16. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под. общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. А. И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004.

17. ПАО «ЗАПАРОЖТРАНСФОРМАТОР». «НОМЕНКЛАТУРНЫЙ КАТАЛОГ 2014». – Запорожье 2014. – 342 с.

18. ЭНЕРГОМАШ (Екатеренбург) - УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ «ТРАНСФОРМАТОРНО-РЕАКТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КАТАЛОГ ПРОДУКЦИИ». – Екатеринбург 2015. – 40 с.

19. Торговый Дом "Уральский завод трансформаторных технологий" (ТД УЗТТ) [Электронный ресурс]: Сухой трансформатор ТСЛ(Н)З 1000/6-10/0,4 – Екатеринбург, 2015. – Режим доступа: [http://www.uztt.ru/suhoj_transformator_tsl\(n\)z_1000/6-10/04](http://www.uztt.ru/suhoj_transformator_tsl(n)z_1000/6-10/04).

20. Группа СвердловЭлектро. СВЭЛ РосЭнергоТранс. «Сухие трансформаторы». – Свердловск 2015. – 34 с.

21. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – М.: ОАО «Системный оператор единой энергетической системы», 2009.

22. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И. П. Крючков, Б. Н. Неклепаев, В. А. Старшинов и др.; под ред. И. П. Крюčkова и В. А. Старшинова. - 3-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2008.

23. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

24. ЭЛЕКТРОАППАРАТ «Генераторные выключатели и трансформаторы тока». – Санкт-Петербург 2015. – 12 с.

25. ЭЛЕКТРОАППАРАТ «Комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ)». – Санкт-Петербург 2015. – 24 с.

26. ГОСТ Р 56302-2014 «Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования». – Стандартинформ. Москва 2015. – 20 с.

27. ГОСТ Р 56303-2014 «Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению». – Стандартинформ. Москва 2015. – 20 с.

28. ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]: РЗА станционного оборудования – © 2007- 2015 ЭКРА – Режим доступа: <http://www.ekra.ru/dokumentaciya/rza-stancionnogo-oborudovanija-doc/>.

29. СНиП 33-01-2003 «Гидротехнические сооружения. Основные положения». – 44 с.

30. СНиП 2.06.08-87 «Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений»/Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987. – 32 с.
31. Чугаев Р.Р. Глухие плотины. – Л.:Энергоиздат. Ленингр. отд-е, 1980. – 480 с.
32. Гришин М.М. Гидротехнические сооружения (в двух частях). Ч.1: Учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1979. – 615 с.
33. Чугаев Р.Р. Гидравлика. – Л.:Энергоиздат. Ленингр. отд-е, 1982. – 672с.
34. СНиП 2.06.06-85 «Плотины бетонные и железобетонные». ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СССР ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА. МОСКВА 1986. – 57 с.
35. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – Ростов н/Д: «Феникс»,2006. –189 с.
36. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г). document/cons_doc_LAW_34823
37. Портал ГАРАНТ.РУ [Электронный ресурс]: Постановление Правительства РФ от 21 ноября 2007 г. N 800. – © ООО "НПП "ГАРАНТ-СЕРВИС", 2015. – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12157239/>.
38. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2012 №62 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг.»
39. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
40. ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ОАО «РусГидро», 2011 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Графики нагрузок

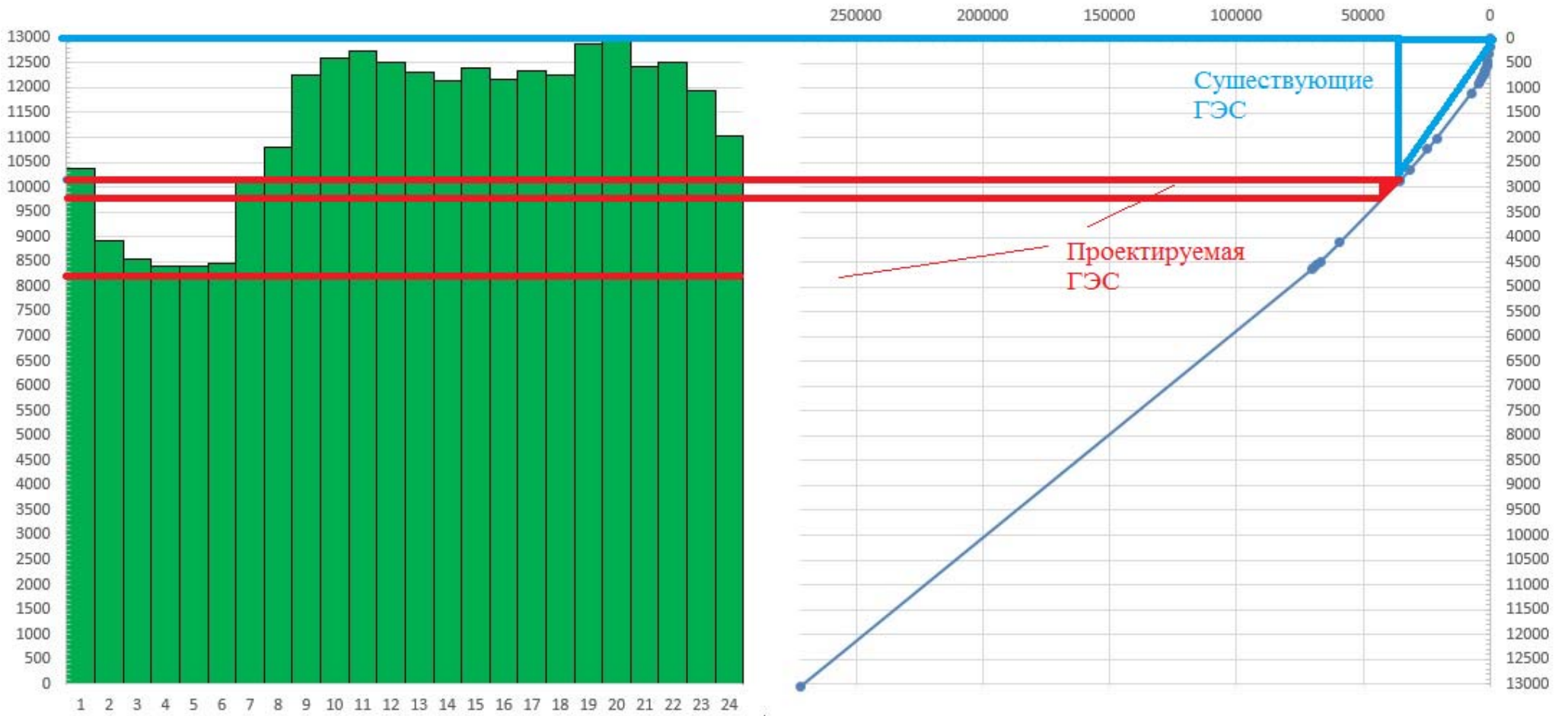


Рисунок А.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

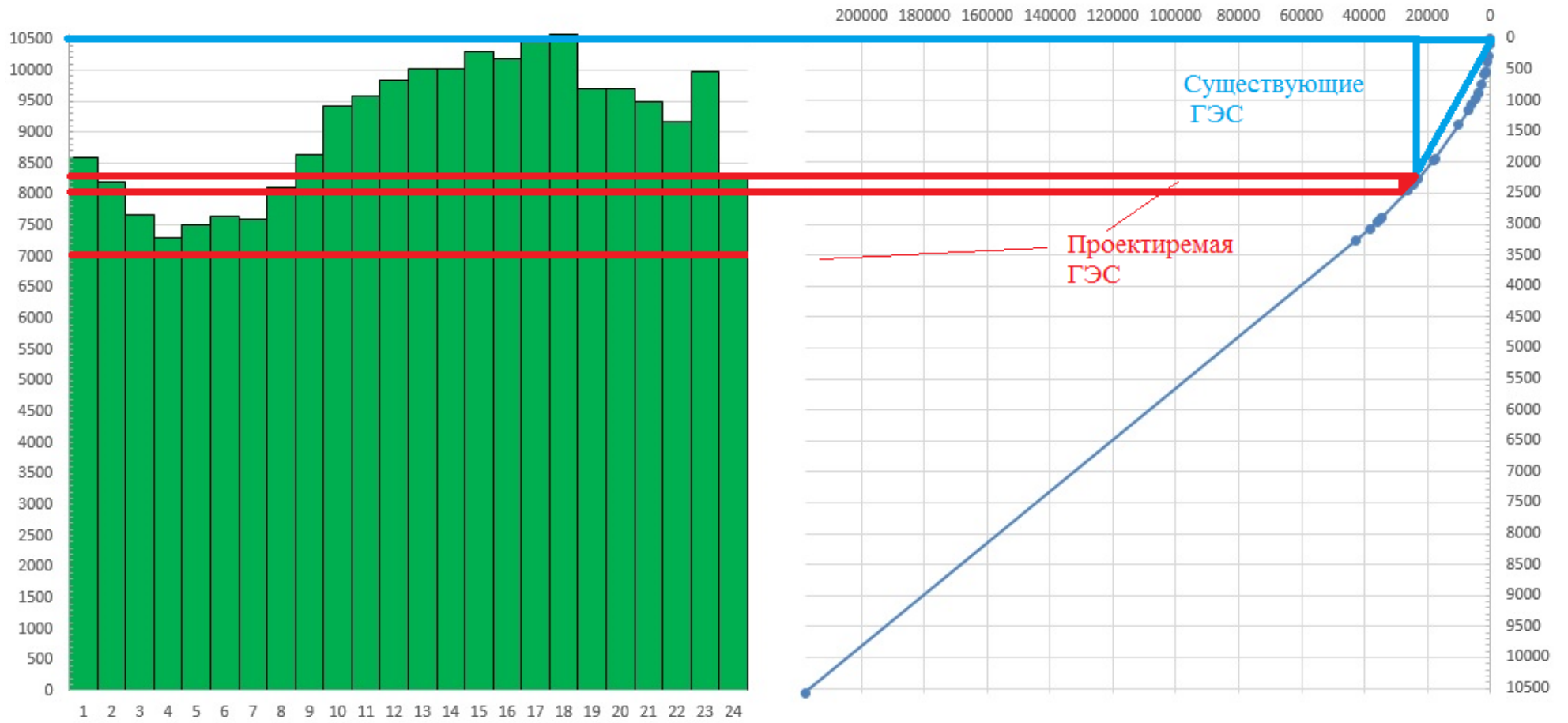


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Таблица А.1 - Сработка-наполнение водохранилища в условиях маловодного года

Месяц	$Q_{\text{пр}90\%}$	$\Delta Q_{\text{потери}}$	$Q_{\text{пол}}^{\text{пр}90\%}$	$Q_{\text{вхк}}$	$Q_{\text{вдхр}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$Q_{\text{нб}}$	ΔV	$V_{\text{вб,н}}$	$V_{\text{вб,к}}$	$Z_{\text{вб,н}}$	$Z_{\text{вб,к}}$	$Z_{\text{вб,ср}}$	$Z_{\text{нб}}$	H	$N_{\text{гап}}$
10	38	2	36	75	-37	73	75	-0,10	3,76	3,66	890	889,21	889,60	821,86	67,75	44
11	41	1	40	75	-34	74	75	-0,09	3,66	3,57	889,21	888,46	888,83	822,58	66,25	43
12	21	1	20	75	-205	225	226	-0,53	3,57	3,04	888,46	883,53	885,99	826,67	59,33	117
1	37	1	36	75	-214	250	251	-0,55	3,04	2,48	883,53	877,58	880,56	827,23	53,32	117
2	15	1	14	75	-60	74	75	-0,16	2,48	2,33	877,58	875,76	876,67	822,58	54,09	35
3	28	1	27	75	-47	74	75	-0,12	2,33	2,21	875,76	874,28	875,02	822,58	52,44	34
4	107	3	104	75	32	72	75	0,08	2,21	2,29	874,28	875,29	874,79	822,58	52,20	33
5	594	6	588	75	516	72	75	1,34	2,29	3,63	875,29	888,95	882,12	821,86	60,26	38
6	98	6	92	75	20	72	75	0,05	3,63	3,68	888,95	889,38	889,16	821,86	67,30	43
7	81	6	75	75	3	72	75	0,01	3,68	3,69	889,38	889,44	889,41	821,86	67,55	43
8	91	6	85	75	13	72	75	0,03	3,69	3,72	889,44	889,72	889,58	821,86	67,73	43
9	91	5	86	75	13	73	75	0,03	3,72	3,76	889,72	890,00	889,86	821,86	68,00	44

Таблица А.2 - Сработка-наполнение водохранилища в условиях среднегодового года

Месяц	$Q_{\text{пр}50\%}$	$\Delta Q_{\text{потери}}$	$Q_{\text{пол}}^{\text{пр}50\%}$	$Q_{\text{вжк}}$	$Q_{\text{вдхр}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$Q_{\text{нб}}$	ΔV	$V_{\text{вб,н}}$	$V_{\text{вб,к}}$	$Z_{\text{вб,н}}$	$Z_{\text{вб,к}}$	$Z_{\text{вб,ср}}$	$Z_{\text{нб}}$	H	$N_{\text{гар}}$
10	186	2	184	75	-30	214	216	-0,08	3,76	3,68	890	889,36	889,68	824,80	64,88	122
11	135	1	134	75	-25	159	160	-0,06	3,68	3,61	889,36	888,81	889,09	825,03	64,05	90
12	56	1	55	75	-100	155	156	-0,26	3,61	3,35	888,81	886,53	887,67	824,93	62,74	86
1	78	1	77	75	-100	177	178	-0,26	3,35	3,09	886,53	884,07	885,30	825,50	59,80	93
2	41	1	40	75	-150	190	191	-0,39	3,09	2,71	884,07	880,04	882,06	825,83	56,23	94
3	37	1	36	75	-192	228	229	-0,50	2,71	2,21	880,04	874,28	877,16	826,74	50,42	101
4	49	3	46	75	90	-44	-41	0,23	2,21	2,44	874,28	877,07	875,68	818,45	57,22	-22
5	54	6	48	75	480	-432	-429	1,24	2,44	3,69	877,07	889,42	883,25	804,62	78,62	-299
6	107	6	101	75	14	87	90	0,04	3,69	3,72	889,42	889,72	889,57	822,20	67,37	52
7	933	6	927	75	0	927	930	0,00	3,72	3,72	889,72	889,72	889,72	833,57	56,15	458
8	1133	6	1127	75	0	1127	1130	0,00	3,72	3,72	889,72	889,72	889,72	835,07	54,66	542
9	168	5	163	75	13	150	152	0,03	3,72	3,76	889,72	890,00	889,86	823,54	66,32	88

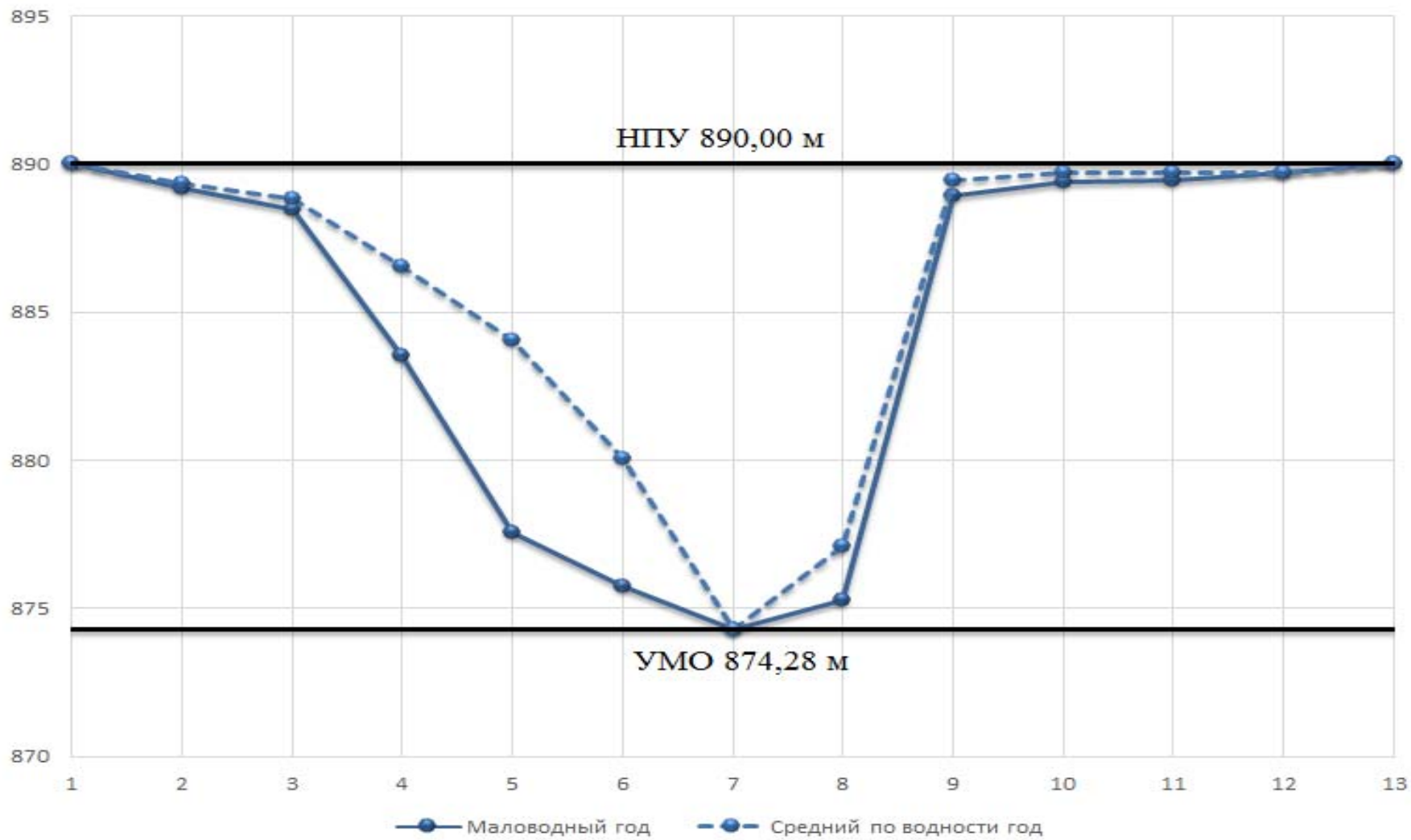


Рисунок А.3 – График сработки и наполнения водохранилища Атакенской ГЭС в маловодный и средневодный год

Таблица А.3 - Баланс мощности энергосистемы

Система			Сущ. ГЭС			Проект. ГЭС			ТЭС			
$N_{\text{сист}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{а.р.}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем}}$	$N_{\text{раб}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{а.р.}}$	$N_{\text{рем}}$
14935	224	1045	2990	45		148	2		11797		826	
14118	212	988	2826	42		44	1		11247		787	
12702	191	889	2543	38		43	1		10116		708	
11066	166	775	2215	33		42	1		8809		617	290
9650	145	676	1932	29		48	1		7670		537	1790
8833	132	618	1768	27		54	1		7010		491	2660
8833	132	618	1768	27		54	1	19	7011		491	2660
9650	145	676	1932	29	411	54	1		7664		536	1790
11066	166	775	2215	33		55	1		8796		616	290
12702	191	889	2543	38		55	1		10104		707	
14118	212	988	2826	42		54	1		11237		787	
14935	224	1045	2990	45		148	2		11797		826	
Уст.мощность, МВт			3289			150			12623			

Таблица А.4 – Баланс энергии энергосистемы в маловодном году

Месяц	$N_{\text{ср}}$, МВт	$N_{\text{сущ,ГЭС}}$, МВт	$N_{\text{пр,ГЭС}}$, МВт	$N_{\text{ТЭС}}$, МВт
1	11918	2990	148	8780
2	11320	2826	44	8449
3	10232	2543	43	7646
4	8957	2215	42	6700
5	7848	1932	48	5867
6	7216	1768	54	5394
7	7216	1768	54	5394
8	7848	1932	54	5861
9	8957	2215	55	6687
10	10232	2543	55	7634
11	11320	2826	54	8439
12	11918	2990	148	8780

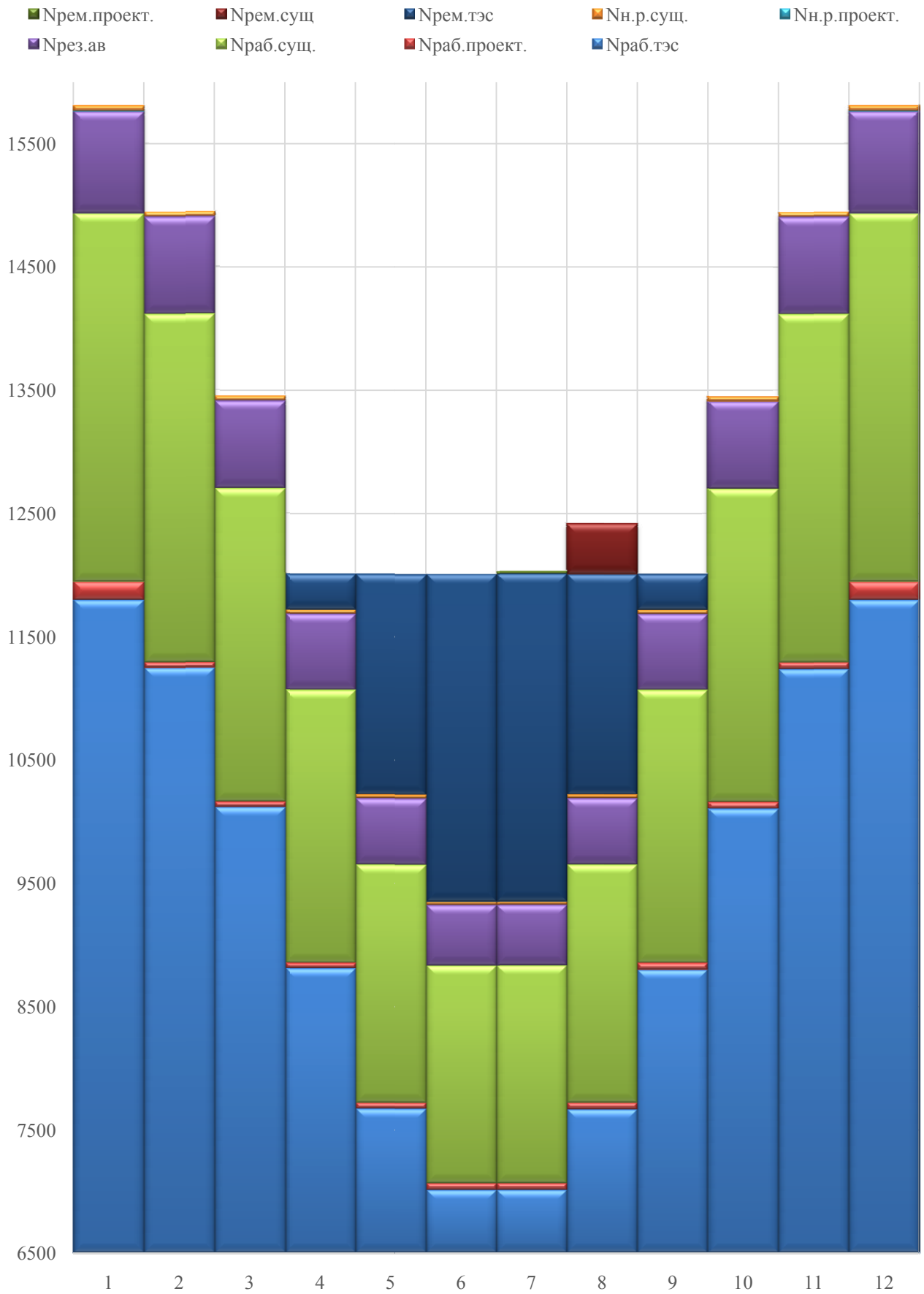


Рисунок А.4 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

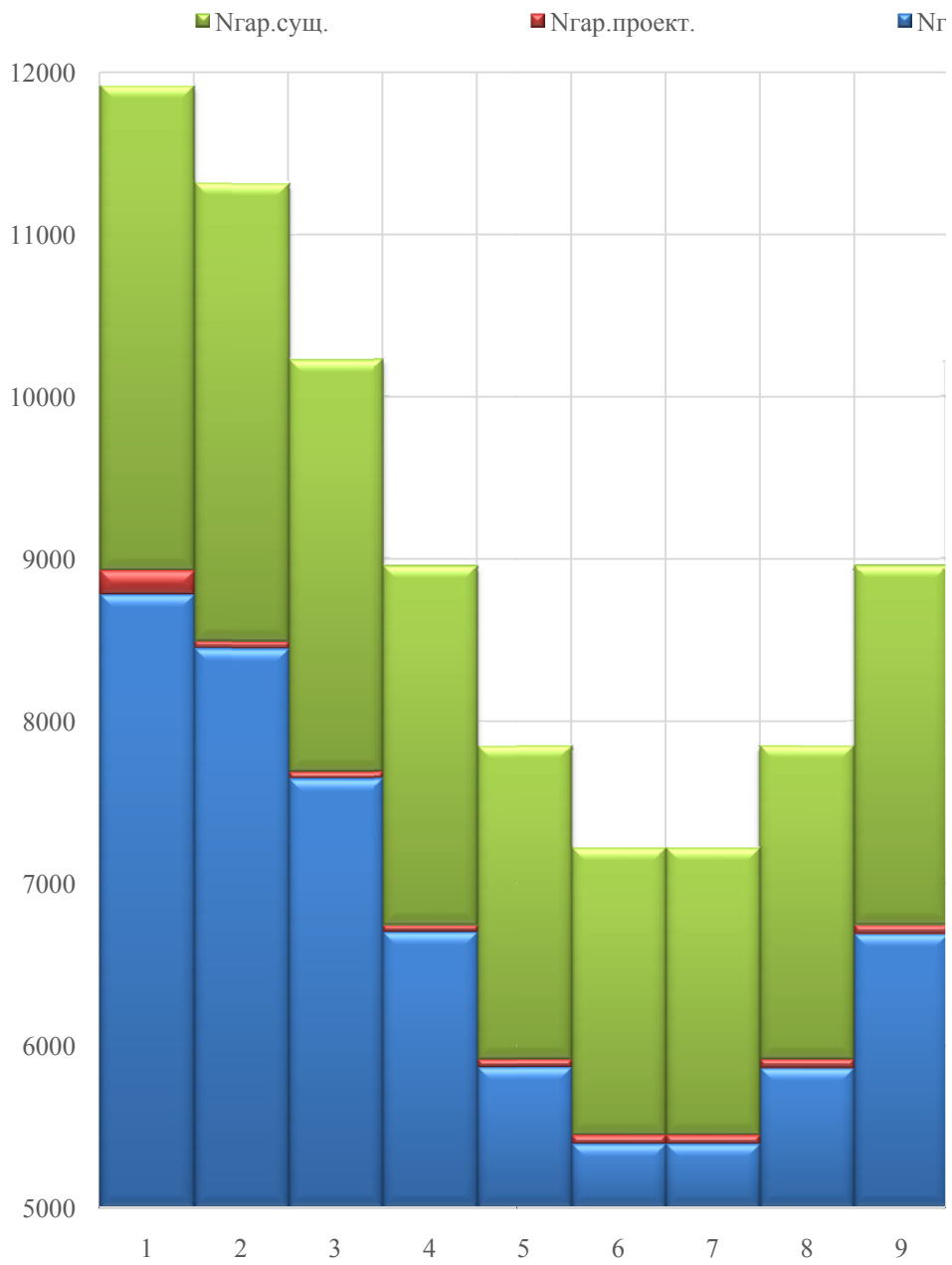


Рисунок А.5 – Баланс энергии энергосистем

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Схема проточной части гидротурбин ПЛ70-В, РО75-В

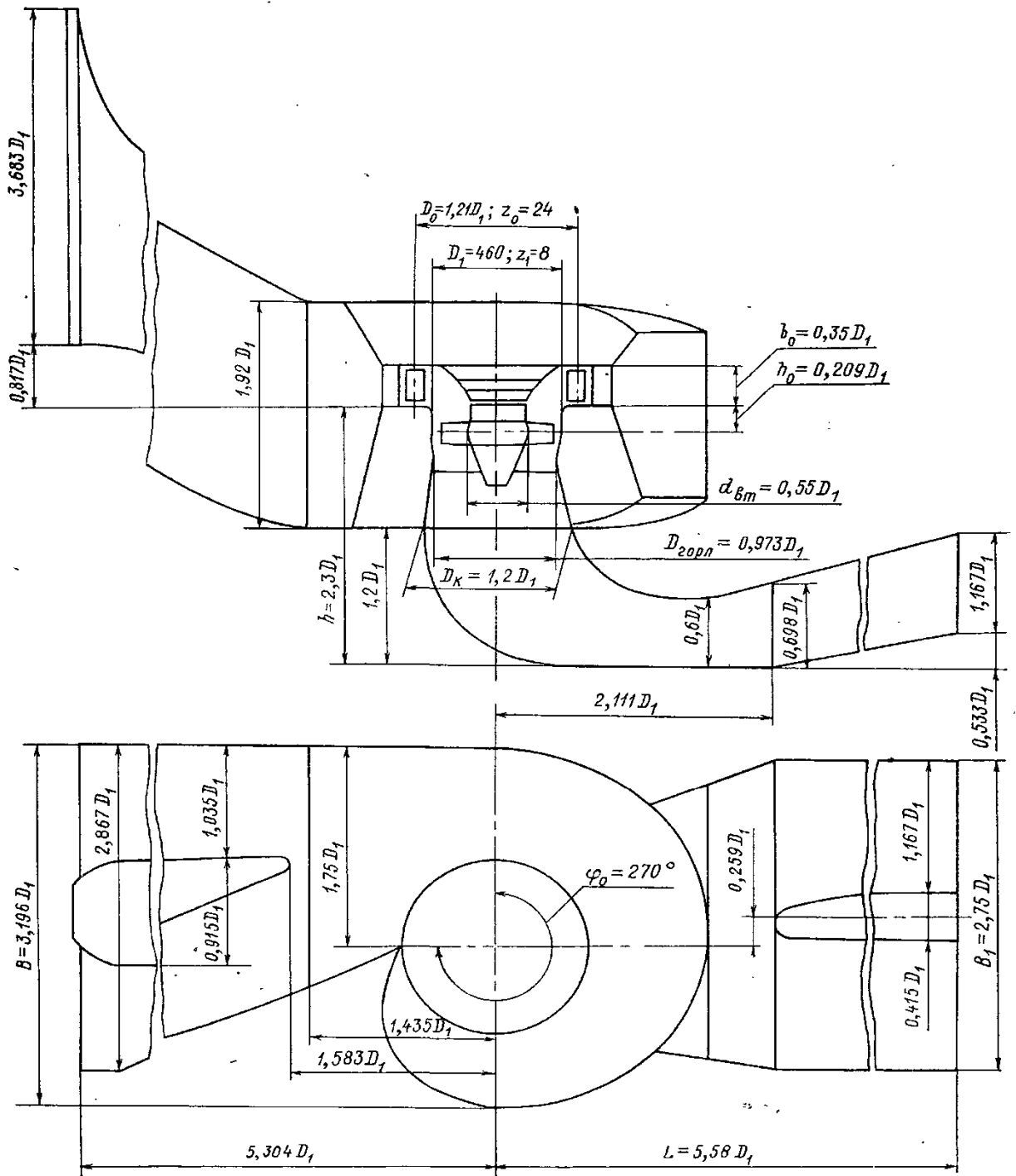


Рисунок Б.1 – Проточная часть гидротурбины ПЛ70-В

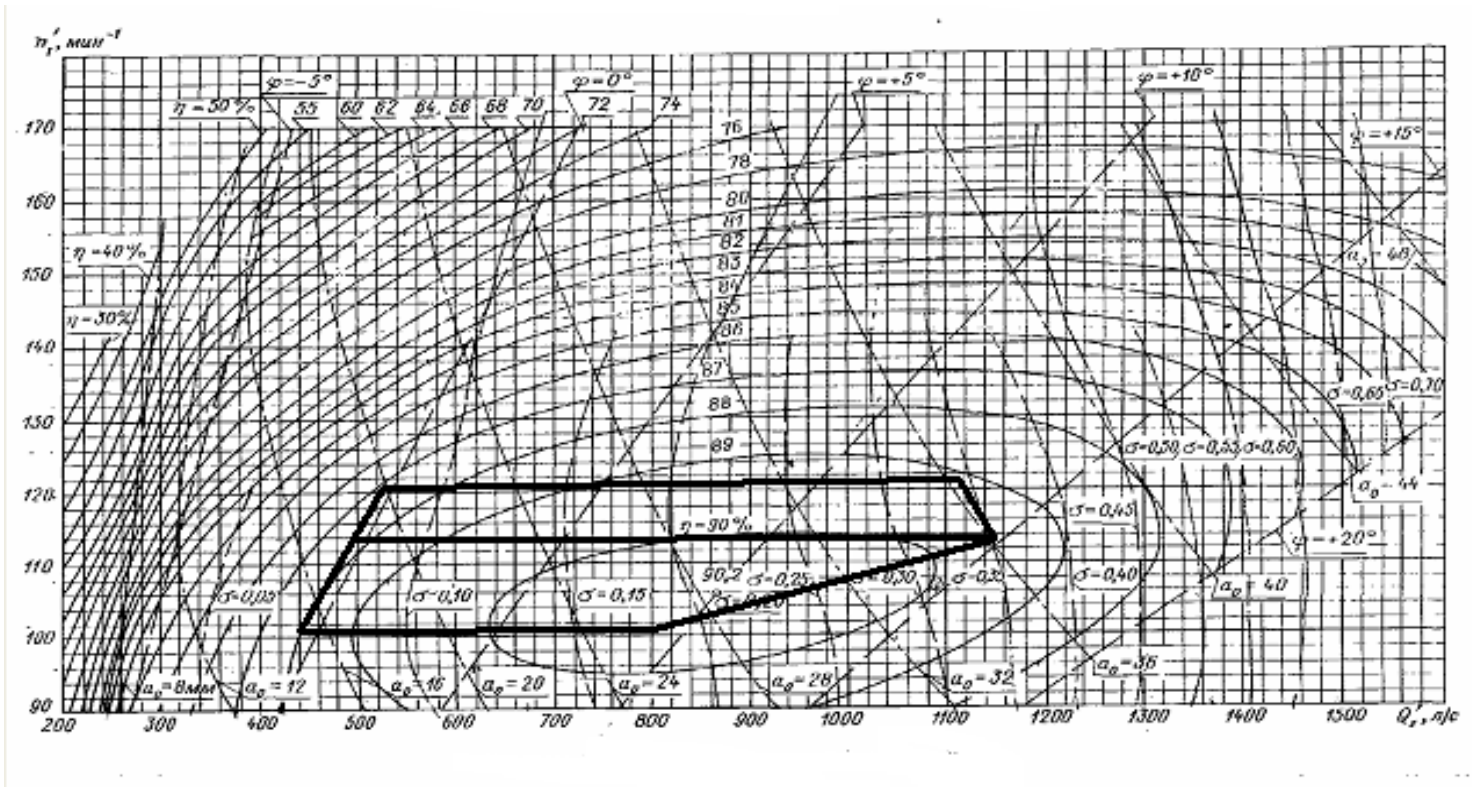


Рисунок Б.2 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ70-В

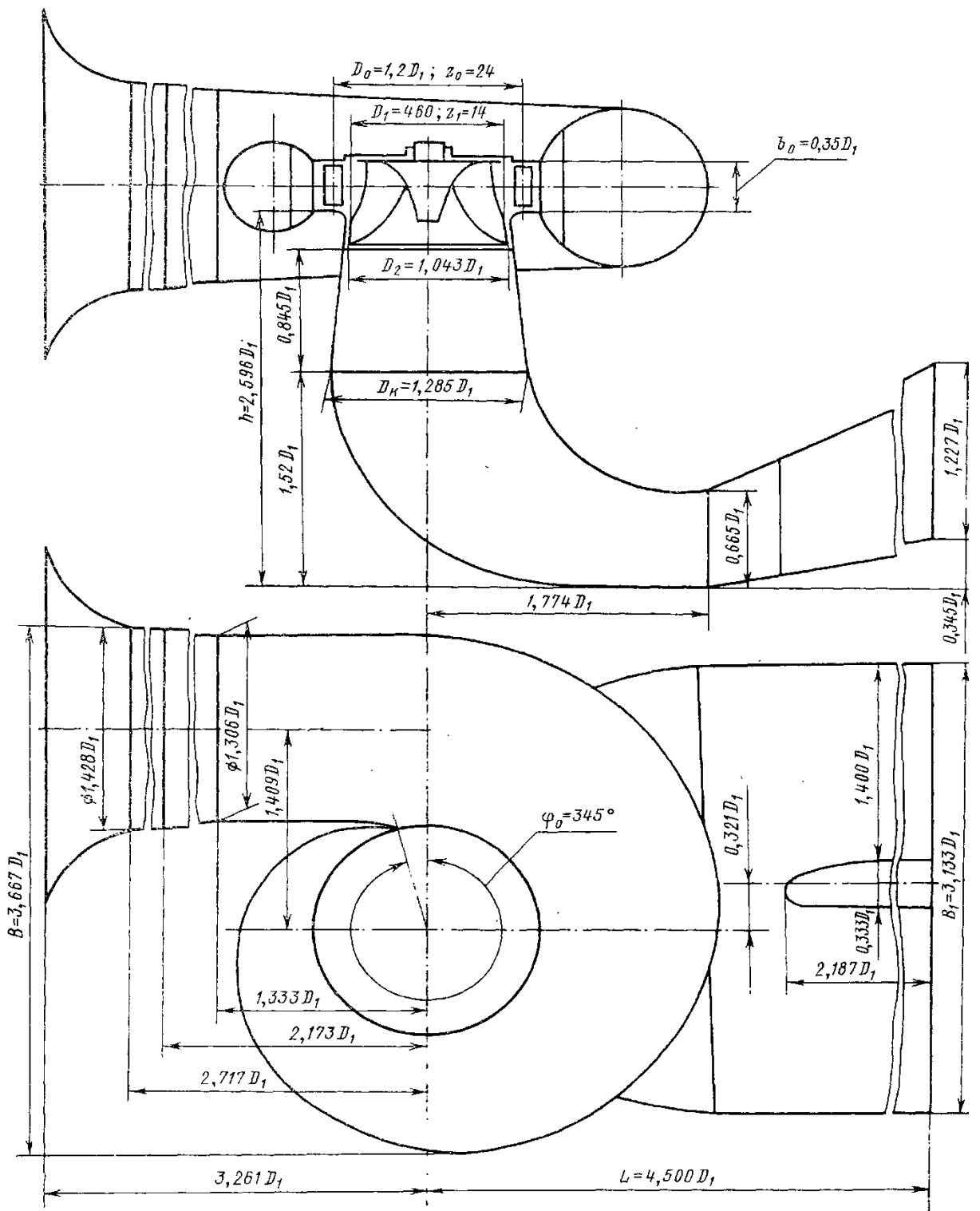


Рисунок Б.3 – Проточная часть гидротурбины PO75-B

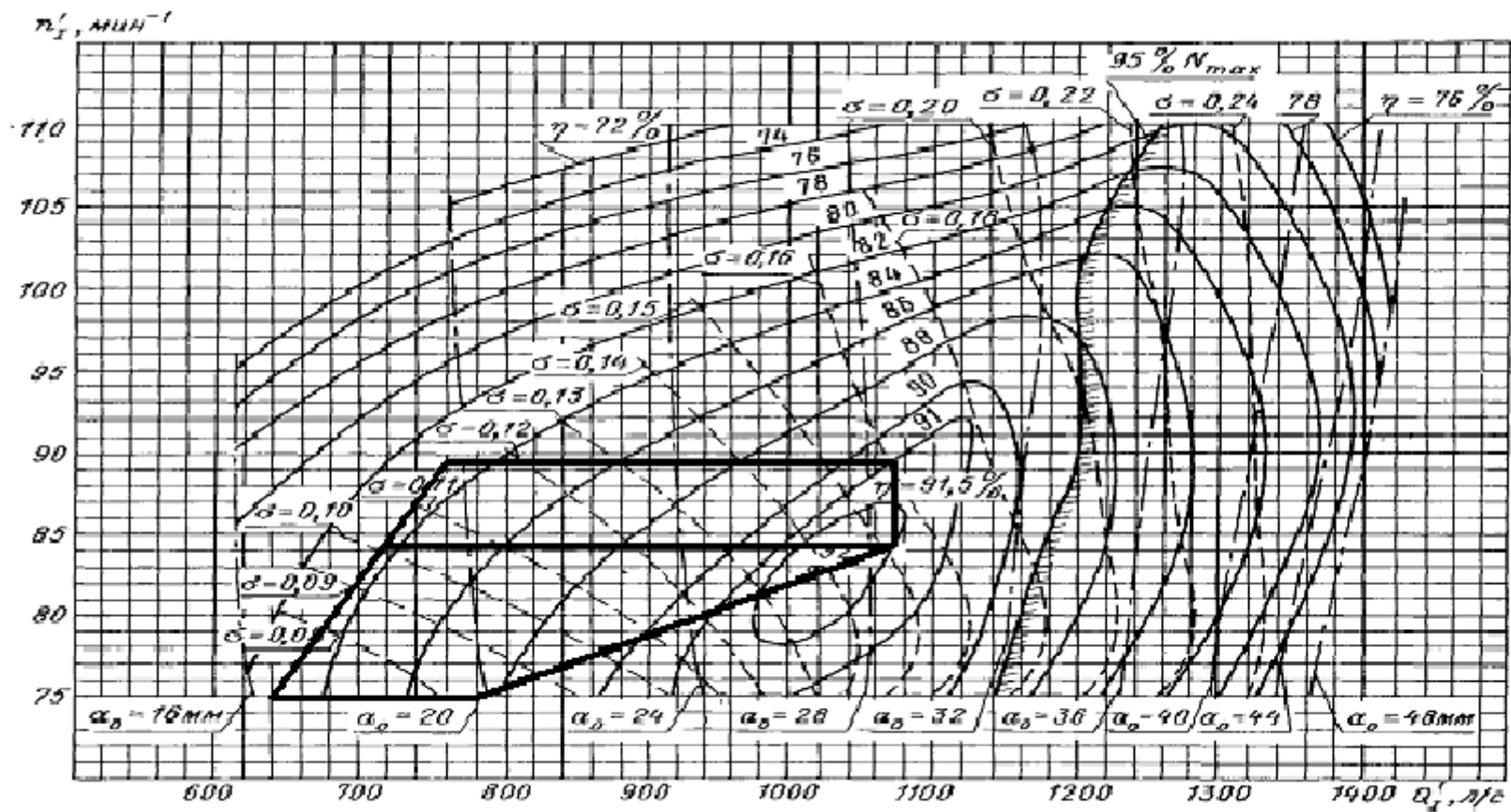


Рисунок Б.4 – Главная универсальная характеристика турбины РО75-В

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технико-экономические показатели

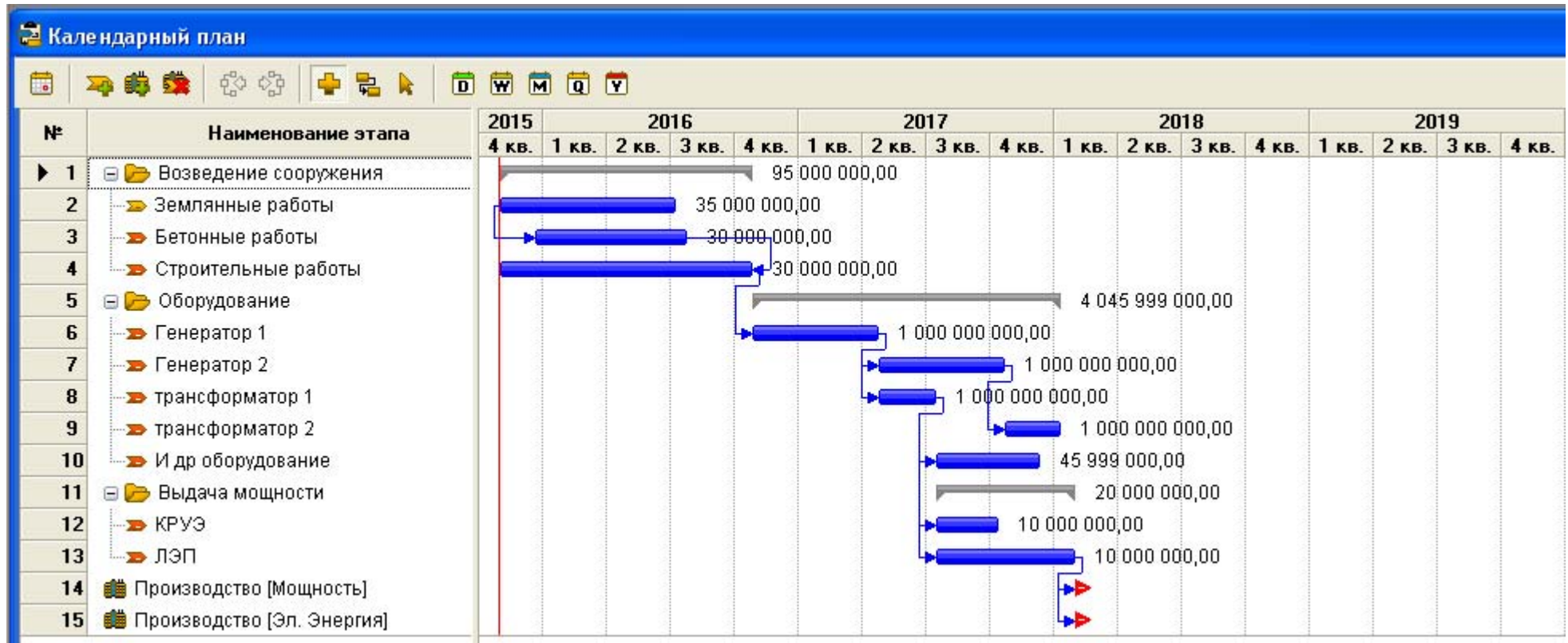


Рисунок В.1 – Технико-экономические показатели

Приложения В.2

Таблица В.2 –Приложение В

Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	0	0	0	0	129	150	150	150	150	150	150
Число часов использования установленной мощности,	7250	7250	7250	7250	7250	7250	7250	7250	7250	7250	7250
Выработка электроэнергии, МВт*Ч	0	0	0	336607	932143	1087500	1087500	1087500	1087500	1087500	1087500
Расход эл.энергии на собственные нужды, %	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расход эл.энергии на собственные нужды, МВт*Ч	0	0	0	3366	9321	10875	10875	10875	10875	10875	10875
Объём реализации эл.энергии, МВт*Ч	0	0	0	333241	922821	1076625	1076625	1076625	1076625	1076625	1076625
Тариф на электроэнергию, Руб/МВт*ч	687	1314	1290	1290	1326	1361	1399	1438	1476	1516	1557
Выручка от реализации эл.энергии, млн.Рублей	0	0	0	3582	10197	12211	12552	12902	13242	13601	13969
НДС к выручке, млн.Рублей	0	0	0	5465	1556	1863	1915	1968	2020	2075	2131

Приложение В.2 Продолжение

Таблица В.2 –Приложение В

Показатели	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная мощность, МВт	150	150	150	150	150	150	150	150	150	125
Число часов использования установленной мощности,	7250	7250	7250	7250	7250	7250	7250	7250	7250	7250
Выработка электроэнергии, МВт*Ч	1087500	1087500	1087500	1087500	1087500	1087500	1087500	1087500	1087500	906250
Расход эл.энергии на собственные нужды, %	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расход эл.энергии на собственные нужды, МВт*Ч	10875	10875	10875	10875	10875	10875	10875	10875	10875	9063
Объём реализации эл.энергии, МВт*Ч	1076625	1076625	1076625	1076625	1076625	1076625	1076625	1076625	1076625	897188
Тариф на электроэнергию, Руб/МВт*ч	1575	1592	1609	1627	1644	1664	1682	1699	1719	1739
Выручка от реализации эл.энергии, млн.Рублей	14131	14283	14436	14597	14750	14929	15091	15243	15423	15602
НДС к выручке, млн.Рублей	21555	21788	22021	22267	22500	22773	23020	23252	23526	23800

Приложение В.3

Таблица В.3–Приложение В

Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.Рублей	0	14,8	6412,4	20215,1	20641,6	20641,6	20641,6	20641,6	20641,6	20641,6	20641,6
Расходы на страхование, млн.Рублей	0	21,9	1507,4	3838,2	3600,5	3362,7	3124,9	2887,1	2649,3	2411,5	2173,7
Эксплуатационные затраты, млн.Рублей	0	0,0	0,0	2357,6	6528,9	7617,0	7617,0	7617,0	7617,0	7617,0	7617,0
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.Рублей	0	4,6	314,0	799,6	750,1	780,4	878,9	812,0	745,1	678,2	611,4
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.Рублей	0	0,0	0,0	557,4	1543,5	1800,8	1800,8	1800,8	1800,8	1800,8	1800,8
Налог на воду, млн.Рублей	0	0,0	0,0	162,9	511,0	622,1	622,1	622,1	622,1	622,1	622,1
Итого, млн.Рублей	0	41,3	8233,8	27930,9	33575,6	34824,5	34685,2	34380,6	34075,9	33771,2	33466,6

Приложение В.3. Продолжение

Таблица В.3–Приложение В

Показатели	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Амортизационные отчисления, млн.Рублей	20641,6	20641,6	20641,6	20641,6	20641,6	20641,6	20641,6	20641,6	7929,8	252,2
Расходы на страхование, млн.Рублей	1935,9	1698,1	1460,3	1222,5	984,7	747,0	509,2	271,4	94,6	57,9
Эксплуатационные затраты, млн.Рублей	7617,0	7617,0	7617,0	7617,0	7617,0	7617,0	7617,0	7617,0	7617,0	6347,5
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.Рублей	544,5	477,6	410,7	343,8	302,1	272,3	185,6	98,9	34,5	21,1
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.Рублей	1800,8	1800,8	1800,8	1800,8	1800,8	1800,8	1800,8	1800,8	1800,8	1500,7
Налог на воду, млн.Рублей	622,1	622,1	622,1	622,1	622,1	622,1	622,1	622,1	622,1	518,4
Итого, млн.Рублей	33161,9	32857,2	32552,5	32247,9	31968,4	31700,8	31376,3	31051,8	18098,7	8697,7

Приложение В.4

Таблица В.4–Приложение В

Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.Рублей	0,00	0,00	0,00	0,00	1801,18	2450,93	2548,13	2647,28	2744,47	2844,96	2947,66
НДС, млн.Рублей	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2201,56	2916,06	2995,36	3077,62	3161,88
Взносы в социальные фонды, млн.Рублей	0,77	9,18	9,18	64,16	69,16	69,16	69,16	69,16	69,16	69,16	69,16
Налог на имущество, млн.Рублей	0,00	0,42	73,20	733,20	709,59	655,42	610,01	564,60	519,19	473,77	428,36
Итого, млн.Рублей	0,77	9,60	82,38	797,35	2579,93	3175,51	5428,85	6197,09	6328,17	6465,51	6607,06

Приложение В.4. Продолжение

Таблица В.4–Приложение В

Показатели	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.Рублей	3005,52	3057,20	3108,77	3162,12	3210,79	3265,09	3315,98	3364,56	3638,81	3226,92
НДС, млн.Рублей	3205,78	3244,11	3282,36	3322,20	3357,83	3398,52	3436,15	3471,70	3512,57	2961,10
Взносы в социальные фонды, млн.Рублей	69,16	69,16	69,16	69,16	69,16	69,16	69,16	69,16	69,16	57,63
Налог на имущество, млн.Рублей	382,95	337,54	292,13	246,72	201,30	155,89	110,48	65,07	22,58	11,44
Итого, млн.Рублей	6663,41	6708,01	6752,41	6800,20	6839,08	6888,67	6931,76	6970,48	7243,13	6257,09

Приложение В.5

Таблица В.5–Приложение В

Показатели	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто) , млн.Рублей	0,0	0,0	0,0	4489,4	12799,4	15343,7	15786,9	16237,9	16677,5	17136,1	17605,1
Текущие расходы , млн.Рублей	0,0	4,1	823,4	2793,1	3357,6	3482,5	3468,5	3438,1	3407,6	3377,1	3346,7
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.Рублей	0,0	-4,1	-823,4	1696,3	9441,8	11861,2	12318,4	12799,9	13269,9	13759,0	14258,4
Амортизация , млн.Рублей	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.Рублей	0,0	-4,1	-823,4	1696,3	9441,8	11861,2	12318,4	12799,9	13269,9	13759,0	14258,4
Скорректированный налог на прибыль , млн.Рублей	0,0	-0,8	-164,7	339,3	1888,4	2372,2	2463,7	2560,0	2654,0	2751,8	2851,7
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.Рублей	0,0	-3,3	-658,7	1357,1	7553,4	9489,0	9854,7	10239,9	10615,9	11007,2	11406,8
Справочно: Ставка налога на прибыль Т	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Приложение В.5. Продолжение

Таблица В.5–Приложение В

Показатели	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Выручка (нетто) , млн.Рублей	17828,5	18040,5	18253,0	18475,2	18670,9	18899,8	19107,0	19303,6	19533,4	16469,8
Текущие расходы , млн.Рублей	3316,2	3285,7	3255,3	3224,8	3196,8	3170,1	3137,6	3105,2	1809,9	869,8
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.Рублей	14512,3	14754,8	14997,8	15250,4	15474,1	15729,7	15969,3	16198,4	17723,6	15600,0
Амортизация , млн.Рублей	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.Рублей	14512,3	14754,8	14997,8	15250,4	15474,1	15729,7	15969,3	16198,4	17723,6	15600,0
Скорректированный налог на прибыль , млн.Рублей	2902,5	2951,0	2999,6	3050,1	3094,8	3145,9	3193,9	3239,7	3544,7	3120,0
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.Рублей	11609,8	11803,8	11998,2	12200,3	12379,3	12583,7	12775,5	12958,7	14178,9	12480,0
Справочно: Ставка налога на прибыль Т	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Приложение В.6

Таблица В.6–Приложение В

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Налоговые поступления, млн. руб.	7,7	96,5	824,3	8140,2	26314,4	32381,2	54914,7	62597,1	63907,9	65281,2	66696,8
В Федеральный бюджет, тыс. руб.	7,7	91,8	91,8	804,5	19214,4	25822,9	48810,5	56947,1	58711,9	60539,4	62409,1
В региональный бюджет, тыс. руб.	0,0	4,2	732,0	7332,0	7095,9	6554,2	6100,1	5646,0	5191,9	4737,7	4283,6

Приложение В.6. Продолжение

Таблица В.6–Приложение В

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Налоговые поступления, млн. руб.	67260,2	67706,2	68150,2	68628,1	69017,0	69512,8	69943,8	70331,0	73057,4	63092,7
В Федеральный бюджет, тыс. руб.	63426,6	64326,8	65224,9	66156,9	66999,9	67949,8	68834,9	69676,2	72827,5	62974,9
В региональный бюджет, тыс. руб.	3829,5	3375,4	2921,3	2467,2	2013,0	1558,9	1104,8	650,7	225,8	114,4

