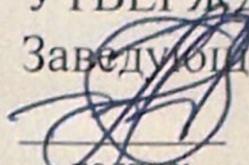


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись В. И. Татарников
инициалы, фамилия
« 20 » 06 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СТАНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ УЧУР.
СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ ГГ, ОСОБЕННОСТИ И
КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ,
НАЗНАЧЕНИЕ УЗЛОВ, МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ И СИСТЕМЫ
ИЗМЕРЕНИЙ**

Руководитель Казанцева 14.06.16. В.В. Казанцева
подпись, дата Филиала ОАО «РусГидро» —
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С. Непорожного»
должность инициалы, фамилия

Выпускник Выгода 14.06.16. К.А. Выгода
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Станской ГЭС на реке Учур. Системы возбуждения ГГ, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 22.04.16 Э.Ю. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
Гидромеханическое и вспомогательное
оборудование

13.05.16 А.В. Масленникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

28.07.16 И.Ф. Поводыленко
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

2.05.16 А.А. Жоринков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

9.06.16 И.А. Лобин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда и пожарная безопасность

14.06.16 А.С. Тарханов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

23.04.16 В.В. Липасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

20.06.16 А.А. Габитов
подпись, дата инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Станской ГЭС	6
Введение	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат	9
1.1.2 Гидрология	9
1.1.3 Инженерно-геологические условия	9
1.2 Энергоэкономическая характеристика района	9
2 Водно-энергетические расчёты	11
2.1 Исходные данные	11
2.2 Выбор расчётных гидрографов для маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	11
2.3 Определение максимального расчётного расхода	14
2.4 Построение суточных графиков нагрузки	17
2.5 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	18
2.6 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями	20
2.7 Водно-энергетический расчёт	21
2.7.1 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы	21
2.7.2 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном и средневодном году	22
2.7.3 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	25
3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	28
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	28
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу	33
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы	34
3.3.1 Работа одного агрегата с установленной мощностью при H_{\max}	35
3.3.2 Работа одного агрегатов с установленной мощностью при H_{\min}	36
3.3.3 Работа одно агрегата с установленной мощностью ГЭС при расчётном напоре	36
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	37
3.5 Выбор вспомогательного оборудования	38
4 Электрическая часть	39
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	39
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	41
4.3 Выбор схем РУ высокого напряжения	43
4.4 Расчёт токов короткого замыкания	44
4.4.1 Расчёт токов КЗ в точке К-1	47

4.4.2	Расчёт тока однофазного КЗ в точке К-1	51
4.4.3	Расчёт тока трёхфазного КЗ в точке К-2.....	53
4.4.4	Определение начального значения периодической составляющей тока КЗ в точке К-2	54
4.4.5	Расчёт ударного тока КЗ в точке К-2	54
4.5	Критерии выбора электрических аппаратов.....	56
4.5.1	Расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников	56
4.5.2	Выбор электрических и электронных аппаратов	58
5	Релейная защита и автоматика	60
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	60
5.2	Продольная дифференциальная защита генератора	61
6	Компоновка и сооружения гидроузла	66
6.1	Определение отметки гребня плотины	66
6.2	Гидравлический расчет водосливной плотины.....	71
6.2.1	Определение ширины водосливногo фронта	71
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	73
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода (принятие окончательной отметки ФПУ).....	74
6.3	Построение профиля водослива по координатам Кригера-Офицера	76
6.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	76
6.5	Конструирование плотины.....	80
6.6	Фильтрационный расчет.....	83
6.7	Статические расчеты плотины.....	83
6.7.1	Определение основных нагрузок на плотину	83
6.7.2	Расчет прочности плотины	87
6.7.3	Критерии прочности плотины	91
6.7.4	Расчет устойчивости плотины	92
6.8	Расчет длины здания ГЭС	92
7	Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды.....	94
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	94
7.2	Охрана труда.....	94
7.2.1	Общие требования безопасности	94
7.2.2	Мероприятия, обеспечивающие безопасное выполнение работ.....	95
7.2.3	Требования безопасности во время работы	96
7.3	Пожарная безопасность	97
7.4	Охрана окружающей среды	101
7.5	Водоохранн ые мероприятия	102
7.5.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	102
7.5.2	Водоохранная зона.....	103
7.5.3	Водоохранн ые мероприятия на гидроэлектростанции	104
7.6	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	105
7.7	Охрана от промышленных отходов	106
8	Технико-экономические показатели	107
8.1	Текущие расходы по гидроузлу.....	107

8.2	Налоговые расходы	109
8.3	Прибыль	110
8.4	Оценка инвестиционного проекта.....	110
8.5	Бюджетная эффективность	111
8.6	Анализ рисков и чувствительности инвестиционного проекта	112
9	Системы возбуждения гидрогенератора, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений	115
9.1	Основные типы систем возбуждения.....	115
9.1.1	Производители систем возбуждения	116
9.2	Выбор системы возбуждения.....	117
9.3	Система тиристорная с независимым возбуждением	117
9.3.1	Описание системы возбуждения главного генератора	117
9.3.2	Назначение узлов системы возбуждения главного генератора.....	118
9.3.2.1	Тиристорный выпрямитель	118
9.3.2.2	Гашение поля	120
9.3.2.3	Защита от перенапряжений	121
9.3.2.4	Цепи собственных нужд главного генератора	121
9.3.3	Назначение узлов системы возбуждения вспомогательного генератора	121
9.3.3.1	Выпрямительный трансформатор	121
9.3.3.2	Тиристорный выпрямитель	121
9.3.3.3	Секция управления и регулирования ВГ	122
9.3.3.4	Начальное возбуждение ВГ	123
9.3.3.5	Гашение поля	124
9.3.3.6	Защита от перенапряжений	124
9.3.3.7	Цепи собственных нужд вспомогательного генератора	124
9.4	Методы контроля	125
9.5	Список используемых сокращений	125
	Заключение	126
	Список использованных источников	128
	Приложение А	131
	Приложение Б.....	134

Сокращенный паспорт Станской ГЭС

Наименование ГЭС: Станская ГЭС на реке Учур.

Местонахождение ГЭС Хабаровский край и Якутия.

Тип проектируемой установки: ГЭС.

Характерные расходы воды:

- а) среднемноголетний 1056 м³/с;
- б) всех турбин 1820 м³/с;
- в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% 3655 м³/с;
- г) минимальный 445 м³/с.

Параметры водохранилища:

- а) характер регулирования стока годовой;
- б) отметки:
НПУ 107 м.;
УМО 89 м.;
- в) объемы водохранилища:
полный 19,5 км³;
полезный 10,4 км³.

Напоры ГЭС:

- а) максимальный 54 м.;
- б) расчетный 42,8 м.;
- в) минимальный 34 м.

Энергетические характеристики:

- а) мощность установленная 705 МВт.;
- б) среднемноголетняя выработка энергии 3,88 млрд. кВт*ч;
- в) число часов использования установленной мощности 7200 ч.

Плотина:

- а) стационарная гравитационная, материал бетон;
 - б) водосливная гравитационная, материал бетон;
 - в) правобережная каменно-земляная;
 - г) левобережная каменно-земляная;
- общая длина 1080 м.

Водобросные сооружения:

- а) тип: поверхностный водослив;
- б) число пролетов: 5 отверстий;
- в) общая длина 76 м;
- г) максимальная высота 68 м.

Здание ГЭС:

- а) тип здания: приплотинная схема, число агрегатов 3;
- б) тип спиральной камеры: бетонная трапецеидального сечения;
- в) тип отсасывающей трубы: изогнутая;
- г) расстояние между осями агрегатов 30 м;
- д) размеры: общая длина 135 м, ширина 30 м.

Основное оборудование:

- а) тип турбины: ПЛ60-В-850;
- б) тип генератора: СВ -1436/200-64УХЛ4, активная мощность 235 МВт.;
- в) частота вращения 93,8 об/мин;
- г) тип трансформатора: ТДЦ-315000/220.

Технико-экономические показатели:

- а) себестоимость энергии 0,2 коп/кВт·ч;
- б) срок окупаемости 6,5 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика — одно из наиболее эффективных направлений энергетики. Из всех существующих типов электростанций именно ГЭС являются наиболее маневренными и способны при необходимости существенно увеличить объемы выработки в считанные минуты, покрывая пиковые нагрузки.

В настоящее время значительная часть потенциала рек остается неиспользованной, поэтому сохраняются широкие возможности для сооружения ГЭС любой мощности. Это имеет важное значение для будущего развития электроснабжения, поскольку гидроэнергетические ресурсы относятся к самым дешевым, технически доступным и экологически чистым возобновляемым источникам энергии.

Особое свойство гидротехнических сооружений заключается в том, что их разрушение высвобождает разрушительную энергию в виде воды, что в свою очередь приводит к колоссальным материальным убыткам за короткое время, но что особо важно — к большим человеческим жертвам. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов.

В данном проекте рассмотрен проект строительства Станской ГЭС на реке Учур в Хабаровском крае и Якутии.

Для нормального развития экономики региона необходим опережающий рост энергетики. Запроектированный гидроузел может служить одним из источников энергоснабжения республики.

С сооружением ГЭС создадутся благоприятные условия для развития экономики, увеличения вытесняемой мощности тепловых станций.

1 Общая часть

Учур - река в Хабаровском крае и Якутии, правый приток реки Алдана. Берет начало в отрогах Станового хребта. Учур на всем протяжении течет среди гористой местности.

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат южной части Хабаровского края умеренный муссонный.

- Среднегодовая температура воздуха — 2,8 °С.
- Относительная влажность воздуха — 71,4 %.
- Средняя скорость ветра — 2,0 м/с.
- Максимальная скорость ветра — 28 м/с.
- Абсолютный максимум – 38,0 °С.
- Абсолютный минимум – -45,0 °С.
- Норма осадков - 687 мм.

1.1.2 Гидрология

Река Учур — горная река, имеет глубокие и узкие, преимущественно беспойменные долины. Длина реки составляет 812 км. Русло реки извилистое и разветвленное.

Средние скорости течения в русле 1,5 – 1,8 м/сек. Среднегодовой расход реки составляет 1345м³/с. Питание реки Учур смешанное, при этом основными источниками питания являются талые воды. Половодье с мая по сентябрь, высокие летние паводки. Вскрывается в первой половине мая, замерзает в начале октября.

1.1.3 Инженерно-геологические условия

В среднем рельеф Учур можно охарактеризовать как горный. Геологическое строение створа проектируемой ГЭС отображено на генеральном плане. Дно находится на отметке 48 метров. В основании сооружения залегает перидотит.

Перидотит—общее название плутонических горных пород нормально - щелочного ряда, в составе которых преобладают оливин и пироксен.

1.2 Энергоэкономическая характеристика района

Объединенную энергосистему Востока образуют 19 электростанций мощностью 5 МВт и выше, электрические подстанции класса напряжения 110–500 кВ общей мощностью 32,5 млнкВА и линии электропередачи 110–500 кВ общей протяженностью 25 190,2 км. Суммарная установленная мощность ОЭС

Востока по данным на 01.01.2016 составляет 9057,7 тыс. МВт (без учета работающего изолированно Николаевского энергорайона).

По территориально-технологическим причинам энергосистемы пяти субъектов Российской Федерации, находящихся в регионе, работают изолированно от ЕЭС России. В их числе: республика Саха (Якутия), Камчатский край, Сахалинская область, Магаданская область и Чукотский автономный округ.

Основные генерирующие источники размещены в северо-западной части, а основные районы потребления — на юго-востоке ОЭС, что обуславливает большую протяженность линий электропередачи. Еще одной особенностью ОЭС Востока является одна из самых высоких в ЕЭС России доля коммунально-бытовой нагрузки в электропотреблении (почти 21%).

В проекте «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года» в «Рекомендации по вводу генерирующих мощностей на ГЭС и ГАЭС в период до 2030 года, млн. кВт.» по ОЭС Восток в период 2011-2030 гг. доля ГЭС составляет 1,02 млн. кВт.

Электроэнергия, которая будет вырабатываться Станской гидроэлектростанцией, будет передаваться потенциальным потребителям.

Потенциальные потребители:

— промышленные потребители Дальневосточного региона (ОАО «АК «Транснефть», ОАО «Мечел», ОАО «УК «Петропавловск», Федеральное космическое агентство (Роскосмос) и другие);

— коммунально-бытовая нагрузка Дальневосточного федерального округа;

— страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Движение навстречу конечному потребителю и развитие сбытового сегмента (снижение стоимости электроэнергии) — приоритеты деятельности ОАО «РусГидро» на ближайшую перспективу.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:

Энергосистема: Восток.

Годовой максимум нагрузки 5306 МВт.

Число часов использования установленной мощности 7200 ч. Установленная мощность существующих ГЭС 3340 МВт.

Гарантированная мощность существующих ГЭС по зиме 1193 МВт., по лету 1094 МВт.

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

2. Схема использования реки: разомкнутый каскад ГЭС.

3. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,9.

4. Коэффициент мощности: 9,0.

5. Потери напора в подводящих сооружениях : $\Delta h = 0,6$ м.

6. НПУ гидроузла: $Z = 107$ м.

7. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м3/с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	545	545	545	545	375	580	580	545	545	595	545	545
Потребление из водохранилища	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	1	3	3	4	5	1	0	0	0
Льдообразование	-4	-2	0	1	3	3	3	2	0	0	-2	-4

2.2 Выбор расчётных гидрографов для 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. Начало года считаем с первого месяца после половодья.

Определив границы сезонов, вычисляем средние расходы за год. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания.

По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

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

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

n – общее число членов ряда.

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

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

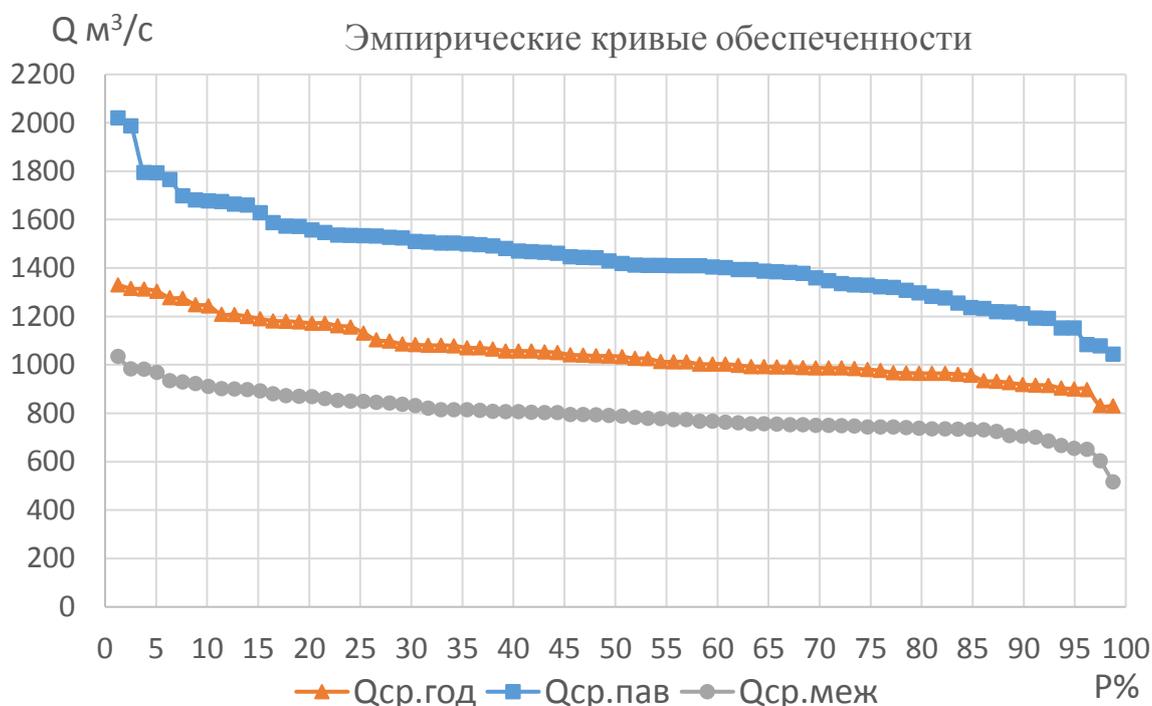


Рисунок 2.1 – Средние расходы по годам, по половодью и по межени

Выбор расчетного средневодного года ($p = 50\%$)

Для заданной расчетной обеспеченности 50% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности: 1978 и 1967 гг. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1978 года:

$$K_M = \frac{Q_{M1987}}{Q_{M1978}} = \frac{790}{795} = 0,994. \quad (2.2)$$

$$K_P = \frac{Q_{P2000}}{Q_{P1978}} = \frac{1429}{1443} = 0,990.$$

Для 1967 года по формуле (2.2):

$$K_M = \frac{Q_{M1950}}{Q_{M1967}} = \frac{789}{707} = 1,115.$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 1948}}{Q_{\Pi 1967}} = \frac{1419}{1503} = 0,944.$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1978гг.

Выбор расчетного маловодного года (P = 90%)

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. Определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности: 1937 и 1973 гг. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

Для 2001 года по формуле (2.2):

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М}1948}}{Q_{\text{М}1937}} = \frac{729}{696} = 1,05.$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 2006}}{Q_{\Pi 1937}} = \frac{1142}{1042} = 0,91.$$

Для 1973 года по формуле (2.2):

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М}1938}}{Q_{\text{М}1973}} = \frac{701}{814} = 0,861.$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi 1957}}{Q_{\Pi 1973}} = \frac{1193}{1078} = 1,106.$$

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1937гг.

Расчетные расходы представлены в таблицах 2.2–2.3.

Таблица 2.2–Расчётный маловодный год (P=50%) без приведения, с приведением и корректировкой

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Qi50%, м ³ /с	986	888	797	859	2102	1802	1013	855	1102	780	631	627
Qipр50%, м ³ /с	980	882	792	1093	2082	1784	1063	849	791	675	727	623

Таблица 2.3–Расчётный средневодный год (P=90%) без приведения, с приведением и корректировкой

Месяцы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Qi90%, м³/с	776	729	655	935	2067	1748	1065	724	684	565	595	483
Qипр90%, м³/с	815	765	687	901	1881	1662	969	760	719	593	625	507
Qипр90%корр, м³/с	813	764	686	980	1886	1595	972	661	624	515	623	506

2.3 Определение максимального расчётного расхода

Согласно СНиП 33–01–2003, проектируемая бетонная водосливная плотина имеет I класс гидротехнического сооружения. Сооружение данного класса должно быть рассчитано на пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,1 % (основной расчётный случай). Размеры водосливных отверстий и их число определяется по данным поверочного расчетного случая (пропуск половодья с расходом, ежегодная вероятность превышения которого составляет 0,01 %).

Средний паводковый расход реки находится по формуле:

$$\bar{Q} = \frac{\sum Q_i}{n}, \quad (2.3)$$

где n – объём выборки (ряд лет).

Коэффициент вариации или изменчивости находится по формуле:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (K_i - 1)^2}{n}}, \quad (2.4)$$

где K_i – модульный коэффициент, который определяется по формуле:

$$K_i = \frac{Q_{cp.i}}{Q_{cp.max}}. \quad (2.5)$$

Коэффициент асимметрии определяется по формуле:

$$C_s = \frac{\sum (K_i - 1)^3}{n \cdot C_v^3}. \quad (2.6)$$

Расход воды заданной обеспеченностью найдём по формуле:

$$Q_{P\%} = (\varphi_{P\%} \cdot C_v + 1) \cdot Q_{cp.год}, \quad (2.7)$$

где $\varphi_{P\%}$ – коэффициент отклонения ординат кривой обеспеченности среднего значения, определяемый в зависимости от коэффициента асимметрии C_s по таблице Алексева – Рыбкина. Результаты расчёта представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4– Данные для вычисления параметров кривой обеспеченности средних годовых расходов воды р. Учур за период 1936–2013 гг.

Года	Q, м ³ /с	K	K-1	(K-1) ²	P, %
1969	2020	1,91	0,913	0,834	1,25
1994	1987	1,88	0,881	0,777	2,50
1964	1794	1,70	0,699	0,488	3,75
2001	1793	1,70	0,698	0,487	5,00
1980	1765	1,67	0,671	0,451	6,25
1965	1698	1,61	0,608	0,370	7,50
1936	1680	1,59	0,591	0,350	8,75
1966	1677	1,59	0,588	0,346	10,00
1947	1674	1,59	0,586	0,343	11,25
2008	1664	1,58	0,576	0,331	12,50
1953	1659	1,57	0,571	0,326	13,75
1998	1628	1,54	0,542	0,294	15,00
1963	1587	1,50	0,503	0,253	16,25
1941	1572	1,49	0,489	0,239	17,50
1943	1571	1,49	0,488	0,238	18,75
1988	1558	1,47	0,475	0,226	20,00
1979	1547	1,46	0,465	0,216	21,25
1997	1535	1,45	0,454	0,206	22,50
2003	1534	1,45	0,453	0,205	23,75
1987	1533	1,45	0,452	0,204	25,00
1989	1533	1,45	0,451	0,204	26,25
1960	1527	1,45	0,446	0,199	27,50
1995	1524	1,44	0,444	0,197	28,75
1944	1509	1,43	0,429	0,184	30,00
1983	1507	1,43	0,427	0,182	31,25
1967	1503	1,42	0,424	0,179	32,50
1950	1503	1,42	0,423	0,179	33,75
1956	1500	1,42	0,420	0,176	35,00
1951	1497	1,42	0,417	0,174	36,25
1958	1491	1,41	0,412	0,170	37,50
1940	1481	1,40	0,402	0,162	38,75
1952	1470	1,39	0,392	0,154	40,00
1942	1468	1,39	0,390	0,152	41,25
1990	1465	1,39	0,387	0,150	42,50
1986	1460	1,38	0,383	0,147	43,75
1949	1446	1,37	0,369	0,136	45,00
1970	1444	1,37	0,367	0,135	46,25
1978	1443	1,37	0,366	0,134	47,50
2000	1429	1,35	0,353	0,125	48,75
1948	1419	1,34	0,344	0,118	50,00
2010	1412	1,34	0,337	0,113	51,25

Продолжение таблицы 2.4

Года	Q	K	K-1	(K-1) ²	P, %
2011	1411	1,34	0,336	0,113	53,75
2012	1410	1,33	0,335	0,112	55,00
2005	1410	1,33	0,335	0,112	56,25
2013	1409	1,33	0,334	0,112	57,50
1999	1404	1,33	0,329	0,108	58,75
1937	1401	1,33	0,327	0,107	60,00
1981	1394	1,32	0,320	0,102	61,25
1959	1394	1,32	0,320	0,102	62,50
1977	1387	1,31	0,314	0,098	63,75
1974	1385	1,31	0,311	0,097	65,00
1976	1381	1,31	0,308	0,095	66,25
1972	1378	1,31	0,305	0,093	67,50
2006	1360	1,29	0,287	0,083	68,75
1961	1347	1,28	0,276	0,076	70,00
1968	1335	1,26	0,264	0,070	71,25
1991	1331	1,26	0,260	0,068	72,50
1984	1329	1,26	0,259	0,067	73,75
1962	1323	1,25	0,253	0,064	75,00
1939	1320	1,25	0,250	0,062	76,25
1955	1308	1,24	0,239	0,057	77,50
1975	1297	1,23	0,228	0,052	78,75
1946	1283	1,21	0,215	0,046	80,00
1938	1277	1,21	0,209	0,044	81,25
1992	1256	1,19	0,189	0,036	82,50
1945	1236	1,17	0,171	0,029	83,75
2007	1233	1,17	0,168	0,028	85,00
2004	1220	1,16	0,155	0,024	86,25
1985	1218	1,15	0,153	0,024	87,50
2002	1212	1,15	0,147	0,022	88,75
1957	1193	1,13	0,129	0,017	90,00
1993	1192	1,13	0,129	0,017	91,25
1996	1153	1,09	0,091	0,008	92,50
1954	1152	1,09	0,091	0,008	93,75
1971	1083	1,03	0,026	0,001	95,00
1973	1078	1,02	0,021	0,000	96,25
2009	1044	0,99	-0,011	0,00012	97,50

Средний паводковый расход реки: $Q_{cp} = 1056 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для построения кривой обеспеченности принимаем: $C_s = 0,81$; $C_v = 0,41$.

Вычислим теоретическую кривую обеспеченности средних годовых расходов воды. Результаты расчета представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов реки

P, %	0,01	0,10	1,00	3,00
Φ	6,07	4,60	3,06	2,26
$M_s = C_v \cdot K_s$	2,46	1,87	1,24	0,92
$K_s = M_s + 1$	3,46	2,87	2,24	1,92
$Q = Q_{cp} \cdot K_s$	3655	3026	2366	2024

Расходы воды заданной обеспеченности будут равны:

$$Q_{0,01\%} = 3655 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{0,1\%} = 3026 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2.4 Построение суточных графиков нагрузки

Используя план потребления, с сайта системного оператора единой энергетической системы [8] можем получить суточный график нагрузки зимнего периода. Данные нагрузки по зимним суткам представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Суточный график нагрузки ОЭС Восток на 19.12.2013

Время Мск	Мощность потребления (МВт)
20-12-2013 00:00	4922
20-12-2013 01:00	5161
20-12-2013 02:00	5322
20-12-2013 03:00	5395
20-12-2013 04:00	5391
20-12-2013 05:00	5248
20-12-2013 06:00	5154
20-12-2013 07:00	5167
20-12-2013 08:00	4989
20-12-2013 09:00	4973
20-12-2013 10:00	4980
20-12-2013 11:00	5090
20-12-2013 12:00	5276
20-12-2013 13:00	5282
20-12-2013 14:00	5270
20-12-2013 15:00	5159
20-12-2013 16:00	5052
20-12-2013 17:00	4971
20-12-2013 18:00	4681
20-12-2013 19:00	4625
20-12-2013 20:00	4498
20-12-2013 21:00	4490

Продолжение таблицы 2.6

Время Мск	Мощность потребления (МВт)
20-12-2013 22:00	4389
20-12-2013 23:00	4552

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.

Суточные графики нагрузки и ИКН представлены в графическом исполнении на плакате «Выбор установленной мощности Станской ГЭС».

Расчёт интегральных кривых нагрузки для летнего и зимнего периода сведены в таблицы 2.7.

Таблица 2.7 – Координаты для построения ИКН зимних суток

Зима					
Ptз, МВт	DPtз, МВт	Dt, ч	DЭ, МВт.ч	PSз, МВт	ЭС, МВт.ч
3439	17	1	17	17	17
3422	18	2	36	35	53
3404	13	3	39	48	92
3391	17	4	68	65	160
3374	13	5	65	78	225
3361	4	6	24	82	249
3357	14	7	98	96	347
3343	6	8	48	102	395
3337	21	9	189	123	584
3316	1	10	10	124	594
3315	8	11	88	132	682
3307	28	12	336	160	1018
3279	22	13	286	182	1304
3257	131	14	1834	313	3138
3126	170	15	2550	483	5688
2956	11	16	176	494	5864
2945	119	17	2023	613	7887
2826	47	18	846	660	8733
2779	64	19	1216	724	9949
2715	34	20	680	758	10629
2681	56	21	1176	814	11805
2625	23	22	506	837	12311
2602	5	23	115	842	12426
2597	2597	24	62328	3439	74754

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:

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ), \quad (2.8)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b , – коэффициенты, которые определяются по формулам:

$$a = \frac{P_3 + P_{12}}{2} = \frac{5306 + 4098}{2} = 4702 \text{ МВт}, \quad (2.9)$$

$$b = \frac{P_3 - P_{12}}{2} = \frac{5306 - 4098}{2} = 604 \text{ МВт}. \quad (2.10)$$

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем аналогично по формулам (2.9)–(2.10):

$$a = 4407 \text{ МВт},$$

$$b = 662 \text{ МВт}.$$

Расчёт графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы при заданном максимуме нагрузки, числе часов использования годового максимума нагрузки и района расположения энергосистемы «Восток» представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Номер месяца, t	Максимальная нагрузка энергосистемы P_t^{\max} , МВт	Среднемесячные нагрузки энергосистемы P_t , МВт	Коэффициент плотности суточного графика нагрузки $V_t^{\text{сут}}$
1	5285	5046	0,955
2	5129	4875	0,953
3	4859	4579	0,950
4	4546	4236	0,948
5	4275	3939	0,945
6	4119	3768	0,943
7	4119	3767	0,943
8	4275	3938	0,945
9	4546	4234	0,948
10	4859	4577	0,950
11	5129	4874	0,953
12	5285	5046	0,995

Графики максимальных и среднемесячных мощностей представлены на рисунках 2.2 и 2.3 соответственно.

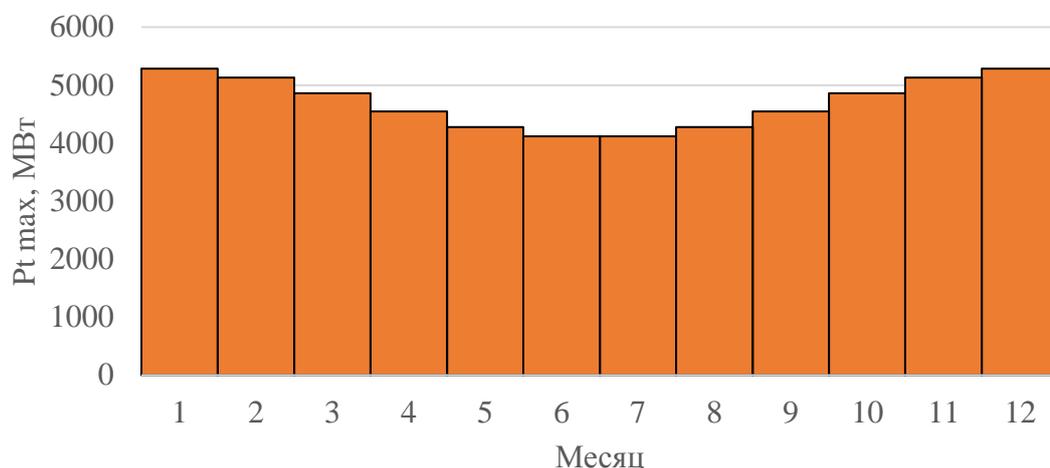


Рисунок 2.2– График максимальных нагрузок энергосистемы

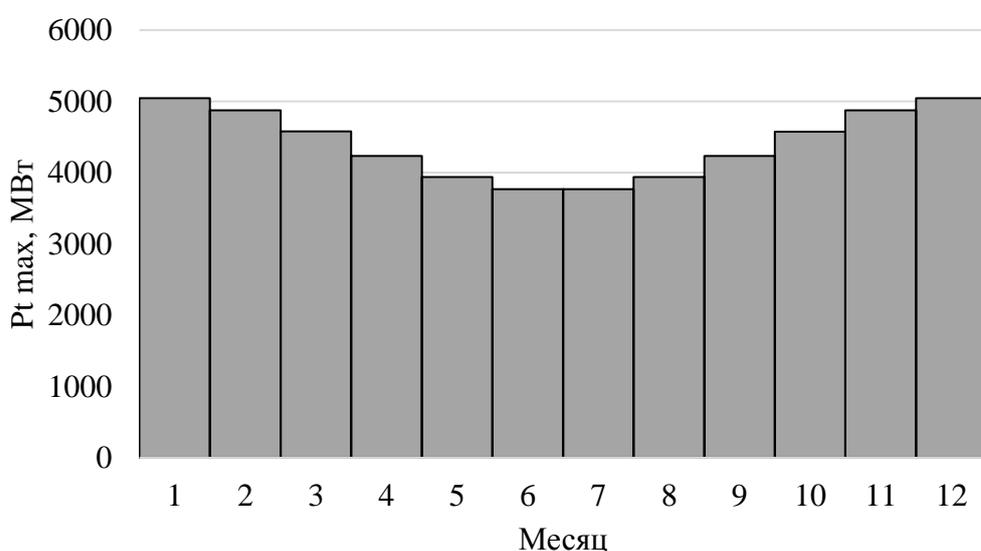


Рисунок 2.3– График среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.6 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

Расчётные суточные и годовые графики нагрузки энергосистемы должны частично 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 и среднемесячной мощностей [9].

Рабочие мощности существующих ГЭС летнего и зимнего периодов представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9– Рабочие мощности существующих ГЭС

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нсуш. MWt	1191	1179	1156	1131	1109	1096	1096	1108	1131	1156	1178	1191

Затем, используя ИКН по среднесуточной выработке и расчётной рабочей мощности существующих ГЭС, определяем зону их работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета.

2.7 Водно-энергетический расчёт

2.7.1 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

Для выбранного расчётного маловодного года (1937) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.11)$$

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

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.12)$$

где $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, м.

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

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}. \quad (2.13)$$

Расчет режима работы ГЭС с учетом требований ВХК снесем в таблицу 2.10.

Таблица 2.10–Расчёт режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Q^{\text{пр}90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	813	764	686	980	1886	1595	972	661	624	515	623	506
$Q_{\text{потреб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1
$Q_{\text{фильтр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{исп}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	3	3	4	5	1	0	0	0
$Q_{\text{льдообр}}, \text{ м}^3/\text{с}$	-4	-2	0	1	3	3	3	2	0	0	-2	-4
$Q_{\text{полезн}}, \text{ м}^3/\text{с}$	807	760	684	978	1883	1592	968	656	621	513	619	500

Продолжение таблицы 2.10

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Zвб, м	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0
Zнб, м	51,1	51,0	50,8	51,6	53,0	52,6	51,3	50,5	50,4	50,0	50,6	50,2
Нгэсподв, м	55,3	55,4	55,6	54,8	53,4	53,8	55,1	55,9	56,0	56,4	55,8	56,2
Nбытгэс, МВт	401,4	378,9	342,6	482,4	904,2	771,2	479,8	329,9	313,1	260,5	311,2	253,0
Qвхк, м³/с	545,0	545,0	545,0	545,0	580,0	580,0	580,0	545,0	545,0	595,0	545,0	445,0
Zнб, м	50,3	50,3	50,3	50,3	50,2	50,2	50,2	50,1	50,1	50,3	50,3	50,0
Нвхк, м	56,1	56,1	56,1	56,1	56,2	56,2	56,2	56,3	56,3	56,1	56,1	56,4
Nвхк, МВт	275	275	275	275	293	293	293	275	275	300	275	225

2.7.2 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном и средневодном году

Расчёт начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нём равен $VНПУ = 107$ м.

Кривая связи объёмов Станского водохранилища представлена на рисунке 2.4.

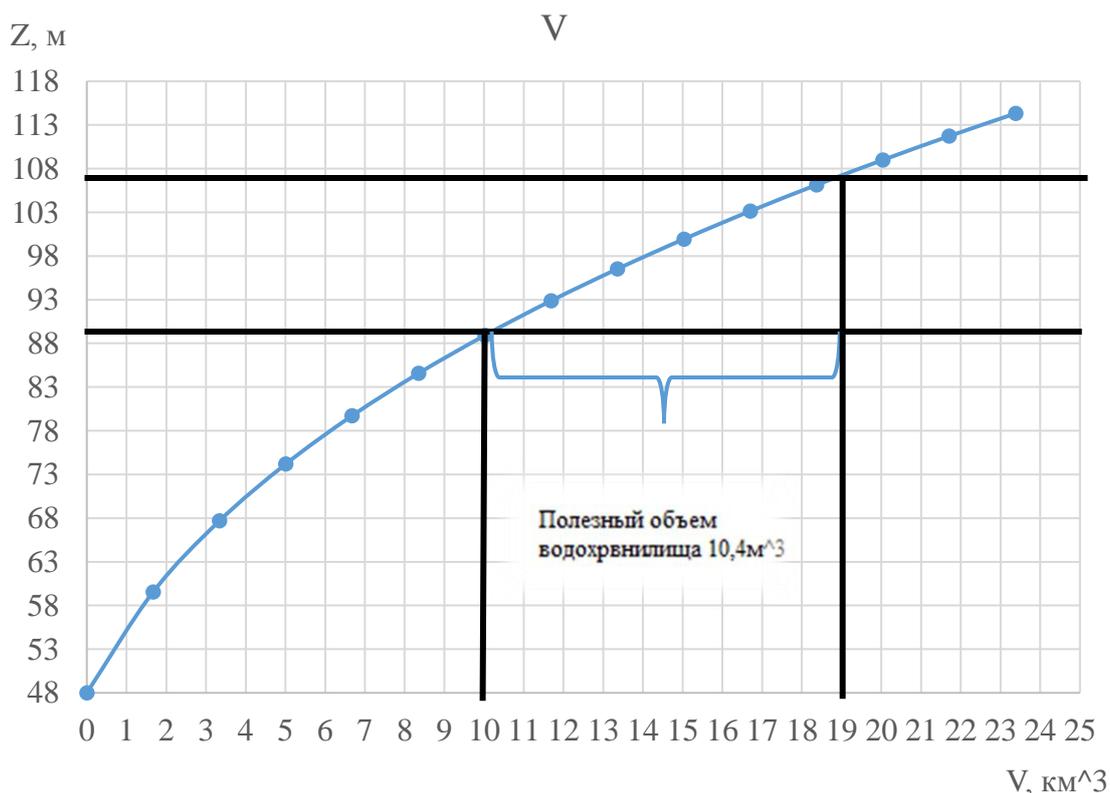


Рисунок 2.4 – Кривая связи объёмов гидроузла

Расчёт для режима работы ГЭС в маловодном и средневодном году сведём в таблицу 2.11 и 2.12 соответственно.

Таблица 2.11 - Сработкакаваловодого года, 90% обеспеченность

Период	Лето											
	Зима						Лето					
Месяц	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
QБЫГ, м³/с	515	623	506	813	764	686	980	1886	1595	972	661	624
QВДХ, м³/с	10	490	1081	991	791	76	-415	-1306	-1015	-392	-116	-79
Qхол, м³/с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QГЭС, м³/с	525	1113	1587	1804	1555	762	565	580	580	580	545	545
Qвхк, м³/с	595	545	445	545	545	545	545	580	580	580	545	545
Опорожнение	10	490	1081	991	791	76	-415	-1306	-1015	-392	-116	-79
ΔVВДХ, км³	0,0	1,3	2,9	2,6	1,9	0,2	-1,1	-3,5	-2,6	-1,0	-0,3	-0,2
t, сек	2678400	2592000	2678400	2592000	2419200	2678400	2592000	2678400	2592000	2678400	2678400	2592000
VВДХнач, км³	18,9	18,9	17,6	14,7	12,2	10,2	10,0	11,1	14,6	17,3	18,3	18,7
VВДХкон	18,8	17,6	14,7	12,1	10,2	10,0	11,1	14,6	17,3	18,3	18,7	18,9
ZВБнач, м	107,0	107,0	104,8	99,3	93,9	89,4	89,0	91,6	99,1	104,1	106,1	106,7
ZВБкон, м	107,0	104,8	99,3	93,9	89,4	89,0	91,6	99,1	104,1	106,1	106,7	107,0
Zвб ср	107,0	105,9	102,0	96,58	91,7	89,2	90,3	95,3	101,6	105,1	106,4	106,8
ZНБ, м	50,1	51,9	52,8	53,2	52,8	51,0	50,4	50,2	50,2	50,2	50,1	50,1
H, м	56,3	53,4	48,6	42,8	38,3	37,6	39,3	44,5	50,8	54,3	55,6	56,1
Ngэс90%, МВт	266	535	694	694	536	258	200	232	265	283	273	275

Таблица 2.12 – Сработка среднегодового года, 50% обеспеченность

Период	Лето											
	Зима						Лето					
Месяц	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
QБЫГ, м³/с	675	727	623	980	882	792	1093	2082	1784	1063	849	791
QВДХ, м³/с	10	359	900	685	970	500	-512	-1202	-1085	-422	-61	-20
Qхол, м³/с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QГЭС, м³/с	685	1086	1523	1665	1852	1292	581	880	699	641	788	771
Qвхк, м³/с	595	545	445	545	545	545	545	580	580	580	545	545
Опорожнение	10	359	900	685	970	500	-512	-1202	-1085	-422	-61	-20
ΔVВДХ, км³	0,0	0,9	2,4	1,8	2,3	1,3	-1,3	-3,2	-2,8	-1,1	-0,2	-0,1
t, сек	2678400	2592000	2678400	2592000	2419200	2678400	2592000	2678400	2592000	2678400	2678400	2592000
VВДХнач, км³	18,9	18,9	18,0	15,5	13,8	11,4	10,1	11,4	14,6	17,5	18,6	18,8
VВДХкон	18,8	17,9	15,5	13,8	11,4	10,1	11,4	14,7	17,5	18,6	18,8	18,9
ZВБнач, м	107,0	107,0	105,4	100,9	97,3	92,3	89,1	92,3	99,1	104,5	106,6	106,9
ZВБкон, м	107,0	105,4	100,9	97,3	92,3	89,1	92,3	99,1	104,5	106,6	106,9	107,0
Zвб ср	107,0	106,2	103,1	99,11	94,8	90,7	90,7	95,7	101,8	105,5	106,7	107,0
ZНБ, м	50,6	51,6	52,4	52,7	53,0	52,0	50,3	51,1	50,6	50,4	50,8	50,8
Н, м	55,8	54,0	50,1	45,8	41,2	38,1	39,8	44,0	50,6	54,5	55,3	55,6
Ngсэ90%, МВт	348	534	694	694	695	447	211	352	322	318	397	390

$V_{УМО} = 89\text{м}$; $V_{ПОЛ} = V_{НПУ} - V_{УМО} = 19,5 - 9,1 = 10,4\text{км}^3$. Среднеголетняя выработка электроэнергии 3,88 млрдкВт.ч.

График сработки и наполнения водохранилища ГЭС представлен на рисунке 2.5.

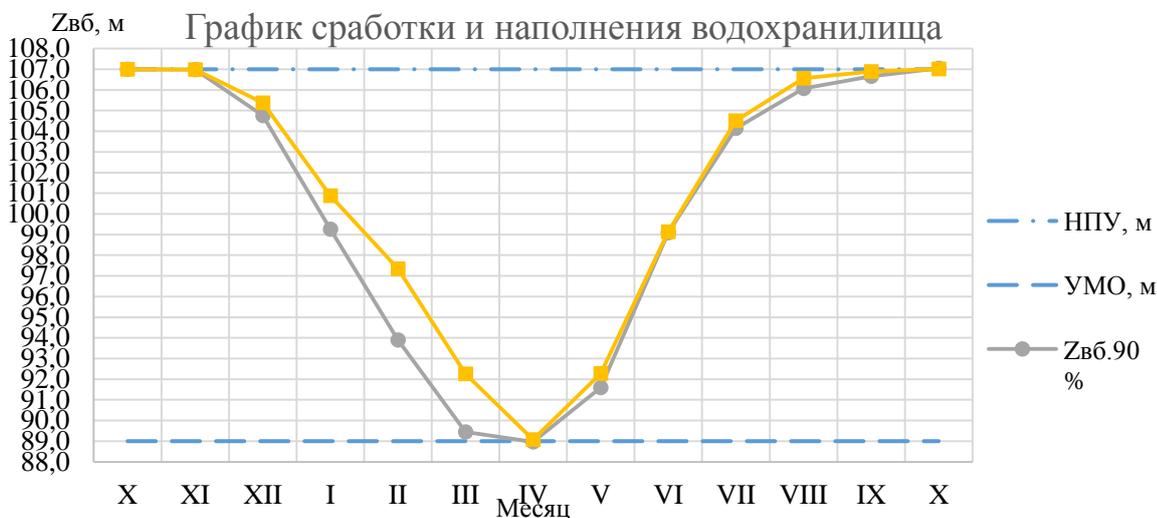


Рисунок 2.5– График сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС

2.7.3 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен $1,5\% P_t^{max}$, аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} \quad (2.14)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 694 + 694 \cdot 0,01 = 705,0\text{МВт}.$$

На станции установленной мощностью является дублирующая мощность, поскольку половодье длится всего 3 месяца и ёмкости водохранилища для вмещения всего объёма стока не достаточно. Преимуществом дублирующей мощности является то, что в период половодья отсутствуют холостые сбросы.

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} + N_{нагр.рез.}^{ТЭС} \quad (2.15)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико–экономических особенностей. Ремонт

оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 4 года.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{12} \cdot 1 \text{мес} = \frac{1846}{12} = 230 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.16)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{12} \cdot 1 \text{мес} = \frac{694}{12} = 86 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.17)$$

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

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} = \frac{2990}{4} + \frac{2990}{2} = 2242 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.18)$$

Баланс мощности энергосистемы сведем в таблицу 2.13. Наглядно баланс изображен на рисунке 2.6.

Таблица 2.13– Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагр. Резерв сущ.ГЭС	30	29	28	26	24	24	24	24	26	28	29	30
Авар. Резерв сущ.ГЭС	141	137	130	121	114	110	110	114	121	130	137	141
Существующая ГЭС	1846	1791	1697	1588	1493	1439	1439	1493	1588	1697	1791	1846
Нагр. Резерв ТЭС	49	48	45	42	40	38	38	40	42	45	48	49
Авар. Резерв ТЭС	229	222	210	197	185	178	178	185	197	210	222	229
Существующая ТЭС	2990	2902	2749	2572	2419	2330	2330	2419	2572	2749	2902	2990
Проектируемая ГЭС	694	566	430	393	356	200	200	356	393	430	566	694
Нагр. Резерв пр.ГЭС	10	8	6	6	5	3	3	5	6	6	8	10

Продолжение таблицы 2.13

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----

Ремонт пр.ГЭС	0	0	43	0	0	0	0	0	0	43	0	0
Ремонт сущ.ГЭС	0	0	115	0	0	0	0	0	0	115	0	0
Ремонт ТЭС	0	0	0	0	308	622	622	308	0	0	0	0

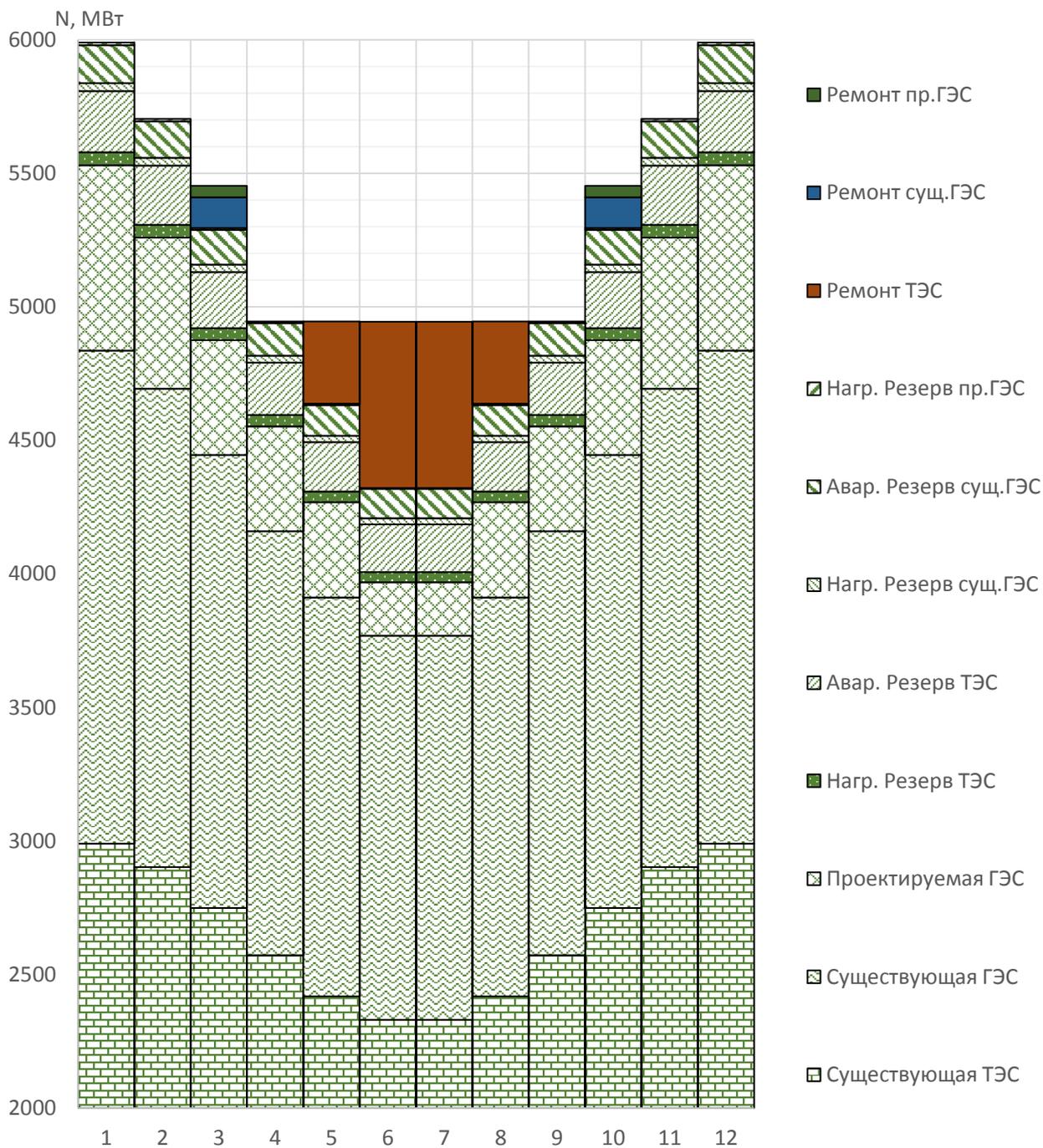


Рисунок 2.6– Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

3 Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

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

– выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

– необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов 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 и количестве установленных агрегатов.

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

Построение этих характеристик выполняется по уравнению:

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

Определение ограничения работы турбин:

1) ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

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

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

Результаты расчета представлены в таблице 3.1 и рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для зимних условий		D _{нв} , м	ZH ПУ, м	ZY МО, м	ZVB 1, м	Напорные характеристики			Ограничение по мощности		Ограничение по пропуск. способности	
QНБ, м ³ /с	ZНБ Зима, м					НН ПУ, м	НУ МО, м	НЗVB 1, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м
0	48	1	107	89	97	58	40	48	100	705	100	0
200	49	1	107	89	97	57	39	47	400	195	400	2
400	50	1	107	89	97	57	39	46	700	111	700	6
600	51	1	107	89	97	56	38	45	1000	78	1000	13
800	51	1	107	89	97	55	37	45	1300	60	1300	22
1000	52	1	107	89	97	55	37	44	1600	49	1600	33
1200	52	1	107	89	97	54	36	44	1900	41	1900	47
1400	52	1	107	89	97	54	36	43	2200	35	2200	63
1600	53	1	107	89	97	54	36	43	2500	31	2500	81
1800	53	1	107	89	97	53	35	43	2800	28	2800	101
2000	54	1	107	89	97	53	35	42	3100	25	3100	124
2200	54	1	107	89	97	53	35	42	3400	23	3400	149
2400	54	1	107	89	97	52	34	42	3700	21	3700	177
2600	54	1	107	89	97	52	34	42	4000	19	4000	207
2800	55	1	107	89	97	52	34	41	4300	18	4300	239
3000	55	1	107	89	97	52	34	41	4600	17	4600	273
3200	55	1	107	89	97	51	33	41	4900	16	4900	310
3400	55	1	107	89	97	51	33	41	5200	15	5200	349
3600	56	1	107	89	97	51	33	40	5500	14	5500	391
3800	56	1	107	89	97	51	33	40	5800	13	5800	435
4000	56	1	107	89	97	50	32	40	6100	13	6100	481
4200	56	1	107	89	97	50	32	40	6400	12	6400	529
4400	56	1	107	89	97	50	32	40	6700	12	6700	580

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчётный напор $H_p = 42,8$ м;
- минимальный напор $H_{\min} = 35,5$ м;
- максимальный напор $H_{\max} = 54,0$ м;
- минимальный расход $Q_{\min} = 445$ м³/с;
- максимальный расход $Q_{\max} = 1820$ м³/с;

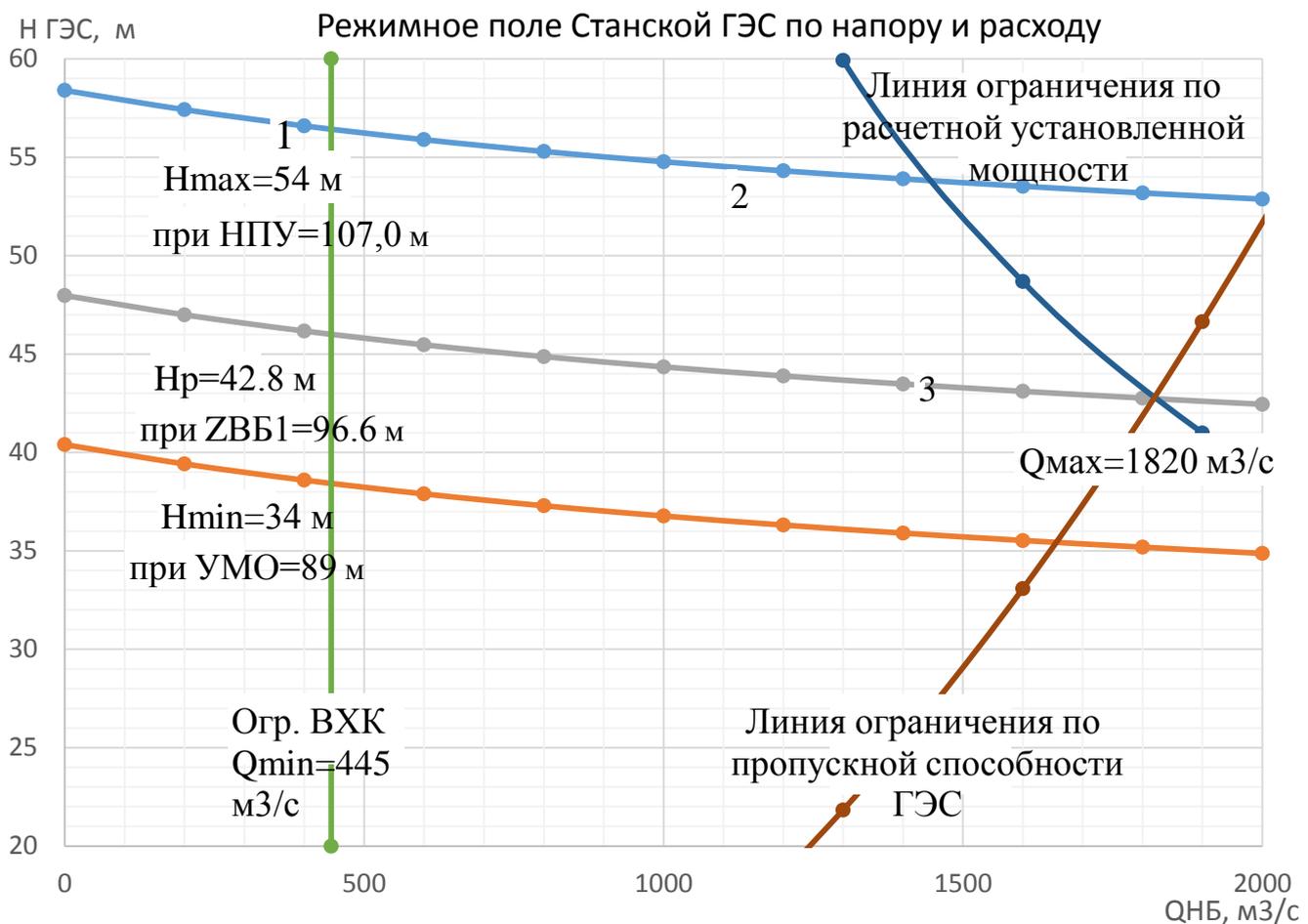


Рисунок 3.1– Режимное поле Станской ГЭС по напору и расходу

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

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

2) отношение $\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{35,5}{60} = 0,59$ должно быть не меньше справочных данных.

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

Диапазону напоров соответствует ПЛ60–В и ПЛД60–В60 со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		Турбина ПЛ60–В	Турбина ПЛД60–В60
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}$	60	60
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0.5	0.5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	116	111

Продолжение таблицы 3.2

Параметр		Турбина ПЛ60–В	Турбина ПЛД60–В60
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{10}, \text{ л/с}$	1080	1130
Оптимальный КПД модели	η_{mo}	0.913	0.906
Приведенный максимальный расход	$Q'_{\max}, \text{ л/с}$	1500	1600
Коэффициент кавитации	$\sigma_{\text{при}} Q'_{\max}$	0.55	0.65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1M}, \text{ м}$	0.46	0.46
Напор модельной турбины	$H_M, \text{ м}$	12	12
Температура вод при испытании	$t_M, \text{ }^\circ\text{C}$	20	20

Выполняем расчёты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин. КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_m = 1 - (1 - \eta_m) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{\nu_n}{\nu_m}} \right), \quad (3.4)$$

где ν_m, ν_n – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды ($\nu_n = 1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, $\nu_m = 1,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, $\nu_n = 1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ и $\nu_m = 1,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ для ПЛ60–В и ПЛД60–В60 соответственно);

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_m \eta_z^{cp}}, \quad (3.5)$$

где η_z^{cp} – средний КПД генератора.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a .

Синхронная частота вращения:

$$n_c = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где n'_p – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_T}{\eta_M}$ – поправка при переходе от модели к натуре.

Приведенные частоты вращения соответствующие известным напорам:

$$n_{1H_{max}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_{max}}}, \quad (3.7)$$

$$n_{1H_p} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_p}}, \quad (3.8)$$

$$n_{1H_{min}} = \frac{n_c D_1}{\sqrt{\Delta_p H_{min}}}. \quad (3.9)$$

Результаты расчёта приведены в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3–Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛ60–В

$D_1, м$	5,3	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8	8,5
КПД турбины	0,941	0,942	0,942	0,942	0,943	0,944	0,944	0,944
$N_a^*, МВТ$	108,75	121,46	139,50	153,86	195,59	218,34	248,54	280,70
Z_a^*	6,45	5,77	5,02	4,56	3,58	3,21	2,82	2,50
Z_a	7	6	6	5	4	4	3	3
$N_a, МВТ$	88	117	117	117	175	175	234	234
Дельта	1,031	1,031	1,032	1,032	1,033	1,034	1,034	1,034
$n_c^*, об/мин$	147,6	139,7	130,5	124,3	110,4	104,6	98,1	92,4
$n_c, об/мин$	150,0	142,9	136,4	125,0	111,1	107,1	100,0	93,8
$n_{H_{min}}$	104,4	105,0	107,4	103,3	103,4	105,3	104,9	104,4
n_p	119,7	120,4	123,1	118,5	118,6	120,8	120,3	119,8
$n_{H_{max}}$	131,4	132,2	135,2	130,1	130,3	132,7	132,0	131,5

Таблица 3.4 –Результаты расчета параметров оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛД60–В60

$D_1, м$	5,3	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8	8,5
КПД турбины	0,936	0,937	0,937	0,938	0,939	0,939	0,940	0,940
$N_a^*, МВТ$	109,93	122,79	141,04	155,56	197,77	220,77	251,32	283,85
Z_a^*	6,38	5,71	4,97	4,51	3,54	3,18	2,79	2,47
Z_a	7	6	5	5	4	4	3	3
$N_a, МВТ$	88	117	117	117	175	175	234	234
$n_c^*, об/мин$	1,034	1,034	1,035	1,035	1,036	1,036	1,037	1,038
$n_c, об/мин$	141,6	134,1	125,2	119,3	106,0	100,4	94,1	88,6

Продолжение таблицы 3.4

D1,м	5,3	5,6	6	6,3	7,1	7,5	8	8,5
n`Hmin	101,3	102,2	104,7	101,1	101,7	103,7	103,5	103,2
n`p	113,8	114,8	117,6	113,6	114,2	116,5	116,2	116,0
n`Hmax	125,0	126,0	129,1	124,7	125,4	127,9	127,6	127,3

Анализируя полученные варианты параметров данных турбин, выбираем турбины: ПЛ60–В–850 и ПЛД60–В60–800.

ПЛ60–В с $D_1=8,5$ м, $Z_a=3$, $n_c=93,8$ об/мин.

ПЛД60–В60 с $D_1=8,0$ м, $Z_a=3$, $n_c=96,8$ об/мин.

На главных универсальных характеристиках проводим линии n'_{max} , n'_p , n'_{min} . Определяем окончательно положение расчётной точки. Для этого на УХ на линии n'_p подбираем такое сочетание η_T и Q'_1 , чтобы выполнялось равенство:

$$Q'_1 \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} \cdot \quad (3.10)$$

Для полученной расчётной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии n'_{min} соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом, подставив в уравнение (3.8) вместо H_p максимальный напор.

Расчётные значения приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Расчётные значения для построения зоны работы

Параметры	ПЛ60–В–850	ПЛД60–В60–800
$Q'_1 \cdot \eta_T(H_p)$	1,13	1,38
$Q'_1 \cdot \eta_T(H_{max})$	0,822	0,91

3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$Q'_1 = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \sqrt{\Delta p} \cdot H} \cdot \quad (3.11)$$

Обе турбины оптимально подходят для работы, следовательно, выбор будет производиться в зависимости от высот отсасывания. При выбранных параметрах турбина может работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики (приложение Б) и на рисунках 3.2 и 3.3.

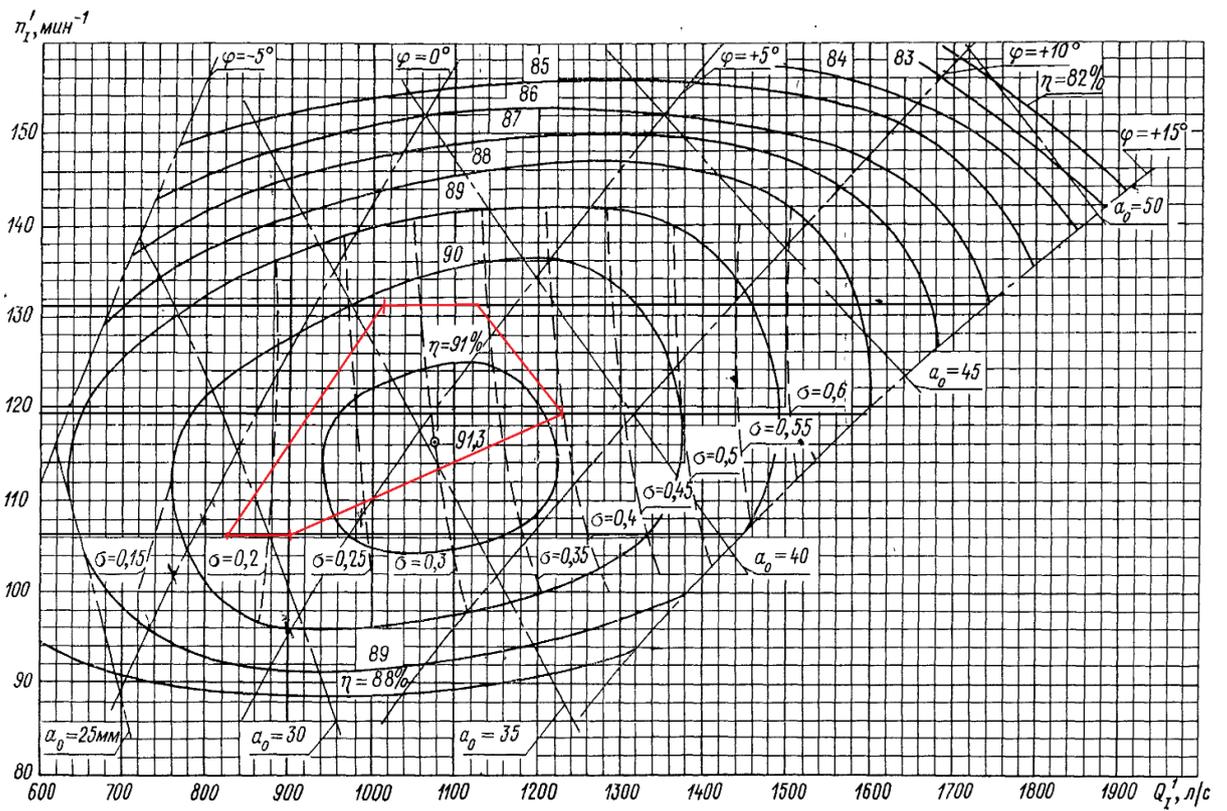


Рисунок 3.2 – Рабочее поле турбины ПЛ60–В–850

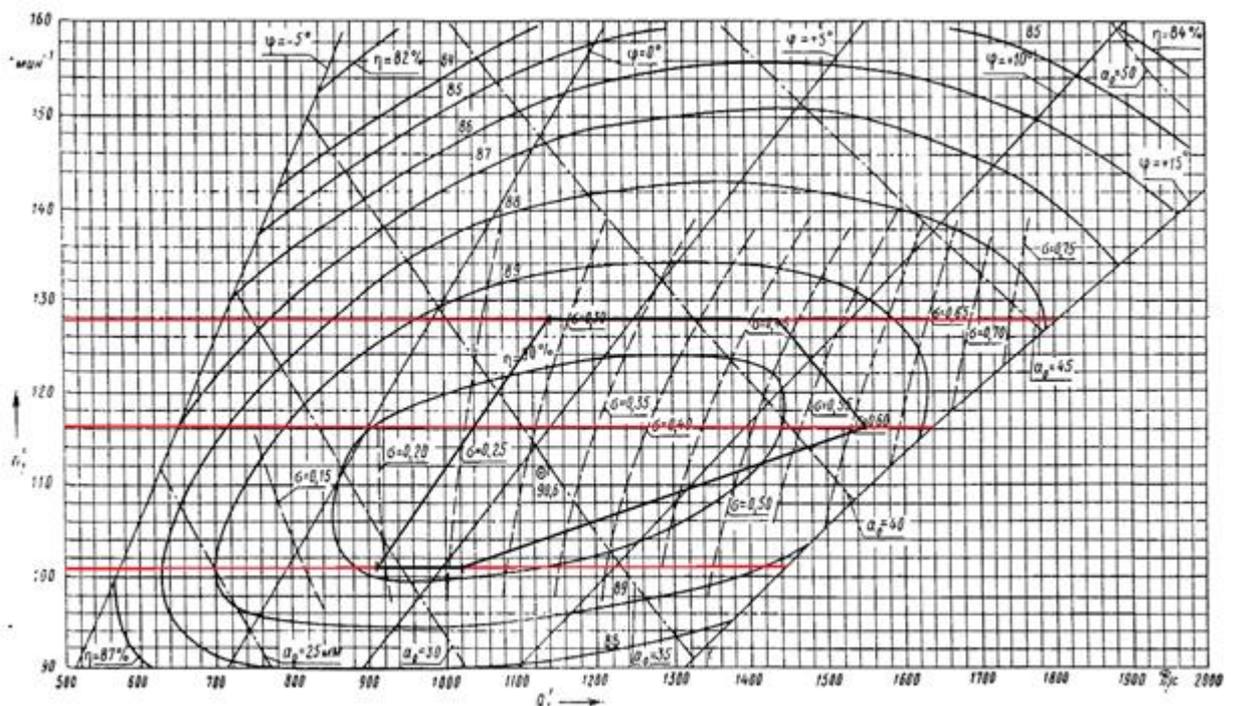


Рисунок 3.3 – Рабочее поле турбины ПЛД60–В60–800

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{H.B.}(Q_{H.B.}) + H_s, \quad (3.12)$$

где $Z_{H.B.}(Q_{H.B.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{H.B.}$, соответствующем расчётному значению высоты отсасывания H_s .

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

- Работа одного агрегата при H_{\max} ;
- Работа одного агрегата при H_{\min} ;
- Работа одного агрегата при H_p .

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{\nabla Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{x.плл}, \quad (3.13)$$

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

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

$k_\sigma = 1,1 - 1,2$ – коэффициент запаса по кавитации;

σ – коэффициент кавитации;

$\Delta Z_{x.плл}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для ПЛ турбин $\Delta Z_{x.плл} = 0$, для ПЛД турбин $\Delta Z_{x.плл} = B_0 / 2$

Высота направляющего аппарата B_0 гидротурбины пересчитывается с модельной турбины (Приложение Б).

3.3.1 Работа одного агрегата с установленной мощностью при H_{\max}

Произведем расчёт для турбины ПЛ60–В–850. На режимном поле проектируемой ГЭС (рисунок 3.1) находим точку на характеристике $H(Q)$ при отметке НПУ=107м, соответствующую известной величине установленной мощности агрегата:

$$N_a = k_N \cdot Q_a \cdot H_a. \quad (3.14)$$

$$Q_{\max} = Q' \cdot z \cdot D^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H} = 1,24 \cdot 8,5^2 \sqrt{1,034 \cdot 54} = 491,3 \text{ м}^3/\text{с}$$

Координаты точки: $Q_{\max} = 491,3 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ и $H_a = 54$ м.

Пересчитаем эту точку в координаты n'_1 по формуле (3.6):

$$n'_1 = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta p \cdot H_a}} = \frac{93,8 \cdot 8,5}{\sqrt{1,034 \cdot 54}} = 106,7 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$$

На универсальной характеристике проводим линию $n' = 106,7$ об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,22$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $\nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 50,0$ м.

Определяем высоту отсасывания: $H_s = -3,1$ м.

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы по формуле (3.12):

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s = 46,9 \text{ м.}$$

3.3.2 Работа одного агрегатов с установленной мощностью при N_{min}

$$Q_{\text{min}} = Q' \cdot z \cdot D^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H} = 1,016 \cdot 8,5^2 \cdot \sqrt{1,034 \cdot 35,5} = 494,6 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{\text{арп}} = 494,6 \text{ м}^3/\text{с} \text{ и } H_a = 35,5 \text{ м;}$$

$$n' = 131,5 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

На универсальной характеристике проводим линию $n' = 131,5$ /мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,27$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $\nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 50,0$ м.

Определяем высоту отсасывания: $H_s = -0,81$ м.

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы по формуле (3.12):

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s = 49,18 \text{ м.}$$

3.3.3 Работа одно агрегата с установленной мощностью ГЭС при расчётном напоре

$$Q_{\text{рас}} = Q' \cdot z \cdot D^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H} = 1,24 \cdot 8,5^2 \cdot \sqrt{1,034 \cdot 42,8} = 596,0 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{\text{арп}} = 596,0 \text{ м}^3/\text{с} \text{ и } H_a = 42,8 \text{ м;}$$

$$n' = 119,8 \frac{\text{об}}{\text{мин}}.$$

На универсальной характеристике проводим линию $n' = 119,8$ об/мин до пересечения с линией по генератору. В этой точке определяем $\sigma = 0,41$. По кривой связи нижнего бьефа определяем $\nabla Z_{\text{нб}}(Q_a) = 50,7$ м.

Определяем высоту отсасывания: $H_s = -8,77$ м.

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы по формуле (3.12):

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S = 41,93 \text{ м.}$$

Из всех полученных расчетных значений H_S выбираем такое значение, которое обеспечивает бескавитационную работу во всех рассмотренных режимах работы, то есть наименьшее $H_S = -8,77$ м и наименьшую отметку рабочего колеса $\nabla Z_{p.k.} = 41,93$ м.

Полученные результаты представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчёта высоты отсасывания гидротурбин

Тип турбины	D1, м	Za, шт	nc, об/мин	Na, МВт	Hs1, м	Hs2, м	Hs3, м
ПЛ60–В–850	8,50	3,00	93,75	234,75	-3,6	-0,81	-8,77
ПЛД60–В70–800	8,00	3,00	96,77	233,67	-7,3	-2,22	-12,41

Принимаем турбину ПЛ60–В–850, так как у неё самая низкая высота отсасывания.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Выбираем генератор по номинальной частоте вращения. Принимаем к установке гидрогенератор СВ-1436/200-64УХЛ4.

Таблица 3.7 – Основные параметры гидрогенератора СВ-1436/200-64УХЛ4

Тип гидрогенератора	СВ-1436/200-64УХЛ4
Sном, МВА	261
Pном, МВт	235
cosφ	0,9
Uном, кВ	15,75
Iном, кА	9.165
пном, об/мин	93,8
пуг/пном	2,2
ОКЗ	-
xд"	0,28

Продолжение таблицы 3.7

Тип гидрогенератора	СВ-1436/200-64УХЛ4
xд'	0,45
xд	1,4
xq"	0,28
xq	0,95
x2	-

x0	-
Td0, с	-
I _{фном} , А	1600
I _{фном} /I _{фх}	-
U _{фном} , В	510
Кратность форсировки	-
Система возбуждения	Тиристорная
КПД, %	98,25
J, т*м ² *0,25	5000
Масса статора, т	-
Масса ротора, т	579,8
Масса общая, т	1052
Диаметр статора, мм	-
Диаметр ротора, мм	-
Высота, мм	-
Исполнение	3

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

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 [12] для турбины ПЛ60–В-850 определим тип маслонапорной установки: МНУ 25/2 – 40 – 32 – 3.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 25 м³, состоящим из 2 сосудов на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом ГА 25/2 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 32 м³ с 3 насосами.

Электрогидравлический регулятор выбираем типа ЭГР–2И1–150–5. Электрогидравлический регулятор на интегральных микросхемах с гидромеханической колонкой 5–го исполнения с главным золотником диаметра 150 мм. Производство «Силовые машины».

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из самых ответственных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надёжность работы электроустановок, её экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность

дальнейшего расширения. На выбор схемы электрических соединений влияют основные факторы:

- величина, вид, характер, размещения и динамика роста нагрузок;
- категория потребителей;
- роль электроустановки в энергосистеме, величина системного резерва, пропускная способность внутрисистемных и межсистемных связей;
- схемы и напряжения прилегающих сетей;
- уровень токов короткого замыкания и т.д.

Проектируемая ГЭС работает на объединённую энергосистему Восток. Одним из первых вопросов, решаемых при проектировании, является выбор вида блоков на ГЭС. В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупненные блоки с несколькими генераторами, присоединенными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов. Отметим, что укрупнение блоков экономически выгодно за счёт снижения стоимости на используемое высоковольтное оборудование. Однако, в связи с тем, что на станции установлены 3 гидроагрегата, то целесообразно применение простых блоков, из условий надёжности и резервирования. Структурная схема представлена на рисунке 4.1.

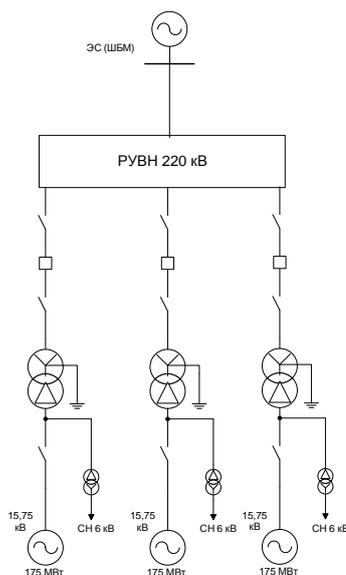


Рисунок 4.1 - Структурная схема ГЭС с одиночными блоками
Ориентировочно напряжение линии для линии протяженностью до 1000 км находим по формуле А.М. Залесского:

$$U = \sqrt{P \cdot (100 + 15 \cdot \sqrt{l})}, \quad (4.1)$$

$$U = \sqrt{705 \cdot (100 + 15 \cdot \sqrt{150})} = 446 \text{ кВ.}$$

где l – длина линии, км;

P – мощность, передаваемая по линии, МВт.

ОЭС Восток не имеется ближайшего к расчётному напряжения 330 кВ, рассматриваем 2 случая: 220 кВ и 500 кВ. Так как расстояние передачи электроэнергии составляет всего 150 км., а так же установленная мощность ГЭС равная 705 мВт, принимаем номинальное напряжение 220 кВ.

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Выбор синхронных генераторов:

Гидрогенератор типа СВ-1436/200-64УХЛ4 был выбран в пункте 3.4, в таблице 3.7 приведены все его основные параметры.

Выбор блочных трансформаторов:

Выбор трансформаторов включает в себя определение типа и номинальной мощности.

На ответвлении к блоку присоединена только нагрузка СН, поэтому

$$S_{\text{расч}} = S_{\Gamma \text{ ном}} - S_{\text{с.н.}}, \quad (4.2)$$

$$S_{\text{расч}} = 261 - 4,95 = 256,1 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

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

Выбираем трансформаторы блоков 220 кВ по [18] ТДЦ-315000/220, с характеристиками, представленными в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-315000/220

$S_{\text{ном}},$ МВт	$U_{\text{н}},$ кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{хх}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
315	242	15,75	11	720	295	0,45

Выбор трансформаторов собственных нужд.

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции составляет 1,9% от $S_{\Gamma \text{ ном}}$:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,019 \cdot S_{\Gamma \text{ ном}}, \quad (4.3)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,019 \cdot 261 = 4950 \text{ кВА}.$$

Условия выбора общестанционного трансформатора собственных нужд 15,75/6 кВ запишем в виде:

$$S_{\text{ТСН}} > S_{\text{с.н.}}$$

Выбираем трансформаторы для собственных нужд трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности. Ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 6300 кВА. Однако на Российском рынке на такую

мощность имеется трансформатор с преобразованием напряжения 36,75/6 кВ. производства ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». Для нас необходимо, чтоб напряжение высшей обмотки было равно генераторному напряжению, то есть 15,75 кВ. Для этого заказываем у ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш» трансформатор сухой в защищенном кожухе с мощностью в 6300 кВА с преобразованием напряжения 15,75/6 кВ. с климатическим исполнением У.

Для преобразования напряжения 6/0,4 кВ примем трансформатор ТСЛ(Н)З-1000/6/0.4 производства ООО “ТД Уральский Завод Трансформаторных Технологий”.

Выбор линий электропередач:

Пропускная способность для линии 220кВ [13] :

$$S_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{нат}}}{\cos\varphi_{\text{сист}}}, \quad (4.4)$$

$$S_{\text{пр}} = \frac{135}{0,9} = 150 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Количество линий:

$$n = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{пр}}}, \quad (4.5)$$

$$n = \frac{3 \cdot (261 - 4,95)}{150} = 4,97 \approx 5$$

Принимаем 6 воздушных линии 220 кВ, в связи с условиями резервирования.

Мощность передаваемая по одной цепи:

$$S_{\text{ц}} = \frac{S_{\text{max}}}{n_{\text{л}}}, \quad (4.6)$$

$$S_{\text{ц}} = \frac{768,2}{6} = 128,03 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Максимальный ток через одну линию:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ц}}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (4.7)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{128,03 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 336 \text{ А}.$$

Расчётный ток через одну линию:

$$I_{\text{р}} = \alpha_t \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{max}}, \quad (4.8)$$

где α_t - коэффициент учитывающий число часов использования максимальной нагрузки, принимается равным 1,05 ;

α_i - коэффициент учитывающий этапность строительства, принимается равным 0,8 [13] .

$$I_p = 0,8 \cdot 1,05 \cdot 336 = 282,2 \text{ А.}$$

По величине расчётного тока определяем сечение провода, нам подходит провод АС-240/60 с допустимым током вне помещений 610 А, минимальное сечение для линии 220 кВ 240 мм² количество проводов в фазе - 1 [2, табл. 3.15].

4.3 Выбор схем РУ высокого напряжения

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

Задача проектирования схем РУ заключается в отыскании оптимального варианта. Выбор схем обычно производят на основании анализа результатов упрощенных регламентированных технико-экономических расчётов и сравнения характеристик конкурентоспособных вариантов, а также на основании опыта проектирования и эксплуатации.

При проектировании Станской ГЭС считается целесообразным применение комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) с использованием простой схемы соединений с наименьшим числом выключателей. Обоснованием является установленная мощность станции- 705 МВт, климатические условия-Дальний Восток, числом присоединений- 9, а так же компактность исполнения (занимает 10% подстанции ОРУ), повышенная безопасность персонала, простота эксплуатации и длительный срок службы, стойкость к воздействию окружающей среды.

КРУЭ включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Условия выбора схемы РУ:

- напряжение передачи – 220 кВ;
- число присоединений РУ – 220кВ: 9 (6 ВЛЭП 220 кВ, 3 одиночных блока генератор – трансформатор).

Рассмотрим варианты схем РУ:

При более высокой надежности оборудования КРУЭ по сравнению с оборудованием ОРУ, для КРУЭ приемлемо применение простых схем. Не

рекомендуется применение схем с обходной системой шин ввиду их значительного удорожания.

Для проектируемой ГЭС, принимаем типовую схему РУ с двумя рабочими системами шин (рисунок 4.2).

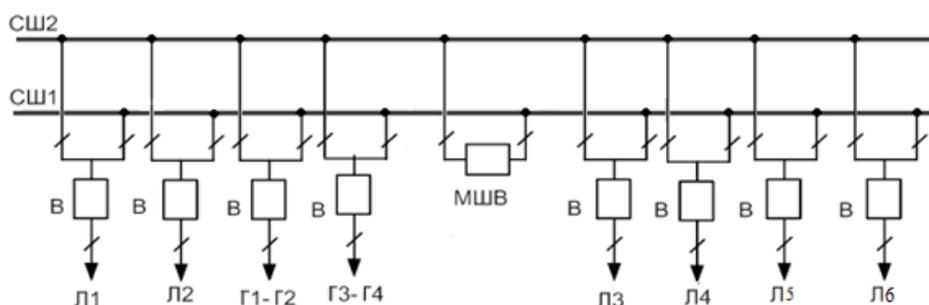


Рисунок 4.2 - Две рабочие системы шин.

4.4 Расчёт токов короткого замыкания

Для определения начального сверхпереходного периодического тока в месте короткого замыкания или любом элементе энергосистемы составляется однолинейная схема замещения для сверхпереходного режима. Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчётной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими. В электроустановках напряжением свыше 1 кВ электрические машины, силовые трансформаторы и автотрансформаторы, токоограничивающие реакторы, воздушные и кабельные линии в схеме замещения учитываются их индуктивными сопротивлениями.

Структурная схема для расчета токов КЗ представлена на рисунке 4.3.

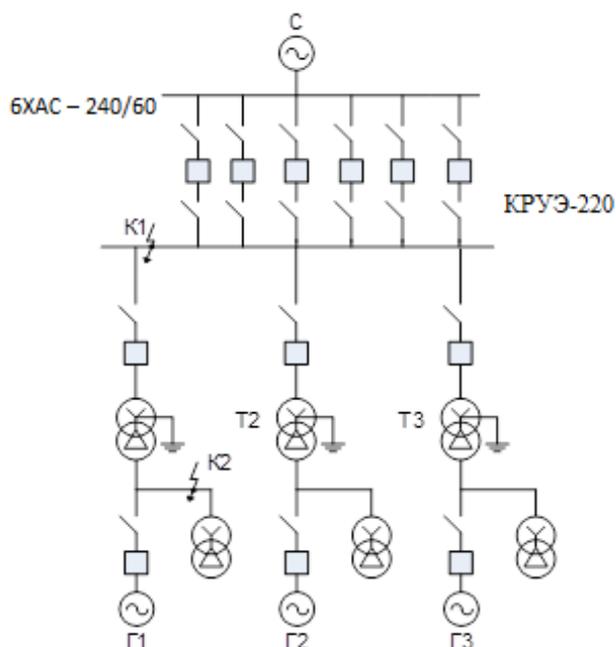


Рисунок 4.3 – Структурная схема ГЭС

При расчёте токов КЗ пренебрегаем подпиткой от нагрузок собственных нужд генераторов.

Однолинейная схема замещения для сверхпереходного режима представлена на рисунке 4.4.

Параметры элементов схемы замещения определим следующим способом:

Расчёт токов КЗ при выборе аппаратов производим в относительных единицах.

Предварительно базисную мощность принимаем: $S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.

За базисное принимаю среднее эксплуатационное напряжение той ступени, на которой предполагается КЗ.

Для каждой точки КЗ в таблице 4.2 будут свои базисные напряжение и ток.

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (4.9)$$

Таблица 4.2 - Базисные величины в зависимости от точки КЗ

Точка КЗ	Базисное напряжение	Базисный ток
К1	$U_6 = 230 \text{ кВ}$	$I_6 = 2,51 \text{ кА}$
К2	$U_6 = 15,75 \text{ кВ}$	$I_6 = 36,66 \text{ кА}$

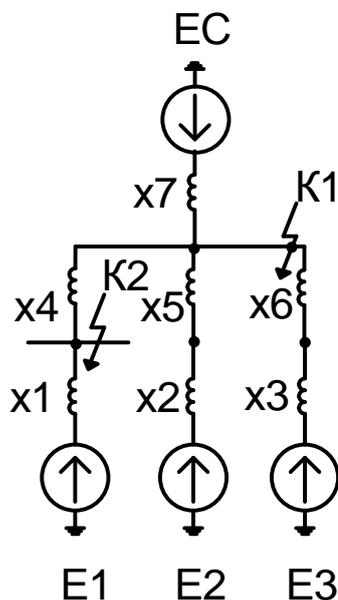


Рисунок 4.4 – Однолинейная схема замещения для сверхпереходного режима

Все источники, т.е. генераторы, вводятся в однолинейную схему замещения своими сверхпереходными параметрами: E'' их фазная сверхпереходная ЭДС вычисляется по следующей формуле:

$$E''_{\phi} = U_{\phi_0} + I_{\phi_0} \cdot x_{d''} \cdot \sin \varphi_0, \quad (4.10)$$

где $U_{\phi_0}, I_{\phi_0}, \varphi_0$ – параметры генератора, предшествующие КЗ.

По таблице значений ЭДС источников для генератора с демпферными обмотками принимаем $E_{\phi}'' = 1,13$.

Значение сверхпереходной ЭДС гидрогенераторов с демпферной обмоткой:

$$E_1 = E_2 = E_3 = E_{\phi}'' = 1,13. \quad (4.11)$$

Принимаем допущение, что сверхпереходные индуктивные сопротивления по продольной (x_d'') и поперечной (x_q'') осям одинаковы:

$$x_d'' = x_q'' = x. \quad (4.12)$$

Сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в относительных единицах при базисных условиях.

Для синхронных генераторов:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{S_{\phi}}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.13)$$

где x_d'' – относительное сверхпереходное сопротивление по продольной оси, о.е.;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора, МВА.

$$x_1 = \dots = x_3 = x_{\Gamma}, \quad (4.14)$$

$$x_1 = \frac{0,28 \cdot 1000}{261} = 1,07.$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой, выполненные проводом 1×АС–240/60 имеют сопротивления:

$$x_{*w} = \frac{x_{yd} \cdot l}{n_w} \cdot \frac{S_{\phi}}{U_{\phi 1}^2}, \quad (4.15)$$

где x_{yd} – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

l – длина линии, км;

n_w – число параллельных линий.

$$x_{*w} = x_7 = \frac{0,435 \cdot 150}{6} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,2.$$

Относительное сопротивление трансформатора:

$$x_{*T} = \left(\frac{U_K\%}{100} \right) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}. \quad (4.16)$$

Значения сверхпереходных индуктивных сопротивлений для блочных трансформаторов Т₁, Т₂, Т₃ 220 кВ составят:

$$x_T = x_4 = x_5 = x_6 = \left(\frac{11}{100} \right) \cdot \frac{1000}{315} = 0,35.$$

Сопротивление эквивалентной системы:

$$x_{*C} = \frac{S_6}{S_{КЗ}} \quad (4.17)$$

Так как по исходным данным проектируемая станция имеет связь с шинами бесконечной мощности, то сопротивление системы принимаю равным 0.

ЭДС энергосистемы:

$$E_{*C} = 1,0. \quad (4.18)$$

4.4.1 Расчёт токов КЗ в точке К–1

Преобразование схемы выполним в направлении от источника питания к месту КЗ. При расчёте тока КЗ в точке К-1 пренебрегаем подпиткой от нагрузок собственных нужд генераторов. Схема после частичного преобразования представлена на рисунке 4.5

Далее выполняем преобразования:

$$x_8 = x_9 = x_{10} = x_2 + x_5, \quad (4.19)$$

$$x_8 = 1,07 + 0,35 = 1,42.$$

$$x_{11} = x_8 // x_9 // x_{10}, \quad (4.20)$$

$$x_{11} = 1,42/3 = 0,47,$$

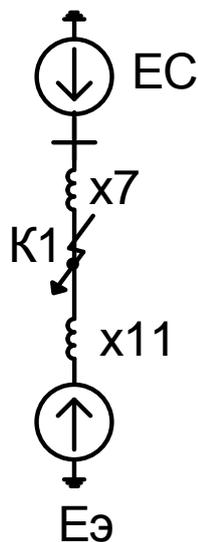


Рисунок 4.5 – Эквивалентная схема замещения при КЗ в точке К-1

$$x_{1\Sigma} = \frac{x_7 \cdot x_{11}}{x_7 + x_{11}}, \quad (4.21)$$

$$x_{1\Sigma} = \frac{0,2 \cdot 0,47}{0,2 + 0,47} = 0,14,$$

$$E_{1\Sigma} = \frac{E_э \cdot x_7 + E_c \cdot x_{11}}{x_7 + x_{11}}, \quad (4.22)$$

$$E_{1\Sigma} = \frac{1,13 \cdot 0,2 + 1 \cdot 0,47}{0,2 + 0,47} = 1,04.$$

Определяем значение периодической составляющей тока КЗ в точке К-1 в именованных единицах, используя значение базисного тока для ступени КЗ ($I_{б1} = 2,51$ кА) :

$$I_{п0*}^{(3)} = \frac{E_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma}}, \quad (4.23)$$

$$I_{п0*}^{(3)} = \frac{1,04}{0,14} = 7,43.$$

Ток трёхфазного короткого замыкания в именованных единицах:

$$I_{п0}^{(3)} = I_{п0*}^{(3)} \cdot I_{б1}, \quad (4.24)$$

$$I_{п0}^{(3)} = 7,43 \cdot 2,51 = 18,65 \text{ кА.}$$

Для определения эквивалентной постоянной времени составляем расчётную схему замещения, в которой все элементы учитываются только их активными сопротивлениями.

Для удобства расчётов, нумерацию сопротивлений схемы замещения с учётом только активных сопротивлений элементов ведём аналогично обозначениям схемы при учёте только индуктивных сопротивлений:

Значения постоянной времени T_a для генераторов ГЭС, системы С:

$$T_{a.Г} = 0,045 \text{ с,}$$

$$T_{a.С} = 0,07 \text{ с.}$$

Рассчитаем активные сопротивления элементов схемы в относительных единицах:

- генераторы

$$r_{Г} = r_1 = \dots = r_3 = \frac{1,22 \cdot x_{*Г}}{\omega \cdot T_{a.Г}}, \quad (4.25)$$

$$r_{Г} = \frac{1,22 \cdot 1,07}{314 \cdot 0,045} = 0,09,$$

- линии 220 кВ связи с системой:

$$r_7 = \frac{r_{o,уд} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2}, \quad (4.26)$$

$$r_7 = \frac{0,06 \cdot 150}{6} \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,028,$$

где $r_{o,уд}$ – активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;
 l – длина линии, км; n – число параллельных линий.

Активные сопротивления блочных трансформаторов 220 кВ:

$$r_4 = r_5 = r_6 = \frac{\Delta P_{к} \cdot S_6}{S_{НОМ}^2}, \quad (4.27)$$

$$r_4 = r_5 = r_6 = 0,72 \cdot \frac{1000}{315^2} = 0,007.$$

Схема замещения представлена на рисунке 4.6.

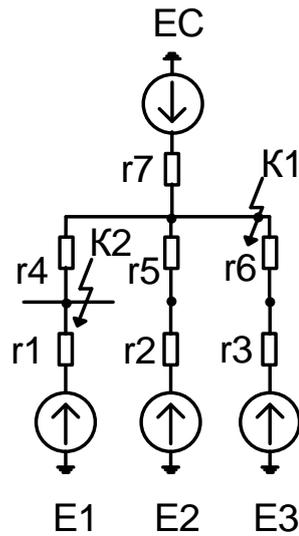


Рисунок 4.6 – Расчётная схема замещения при учёте только активных сопротивлений элементов

По расчётной схеме замещения, в которой все элементы учтены только их активными сопротивлениями, путём последовательного эквивалентирования определяем суммарное активное сопротивление характерных ветвей схемы относительно точки короткого замыкания К-1 (рисунок 4.7).

Далее выполняем преобразования:

$$r_8 = r_9 = r_{10} = r_2 + r_5, \quad (4.28)$$

$$r_8 = 0,09 + 0,007 = 0,097,$$

$$r_{11} = r_8 // r_9 // r_{10}, \quad (4.29)$$

$$r_{11} = 0,097/3 = 0,032,$$

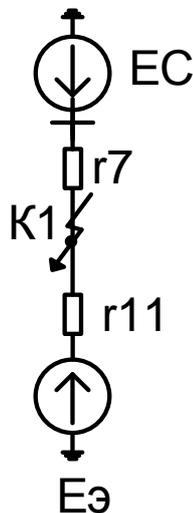


Рисунок 4.7 – Эквивалентная схема замещения при КЗ в точке К1

$$r_{1\Sigma} = \frac{r_7 \cdot r_{11}}{r_7 + r_{11}}, \quad (4.30)$$

$$r_{1\Sigma} = \frac{0,007 \cdot 0,032}{0,007 + 0,032} = 0,0057.$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{1\Sigma}}{\omega \cdot r_{1\Sigma}}, \quad (4.31)$$

$$T_a = \frac{0,14}{314 \cdot 0,0057} = 0,0782 \text{ с.}$$

Ударные коэффициенты:

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a}, \quad (4.32)$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/0,0782} = 1,87.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд(К1)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot k_{уд}, \quad (4.33)$$

$$i_{уд(К1)} = \sqrt{2} \cdot 18,65 \cdot 1,87 = 49,32 \text{ кА.}$$

4.4.2 Расчёт тока однофазного КЗ в точке К-1

Для расчёта токов несимметричных КЗ обычно применяют метод симметричных составляющих. Эквивалентная схема замещения прямой последовательности для рассматриваемого случая представлена на рисунке 4.4.

Схема замещения обратной последовательности будет аналогична схеме замещения прямой последовательности, только в ней отсутствуют ЭДС (рисунок 4.8).

$$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma} = 0,14.$$

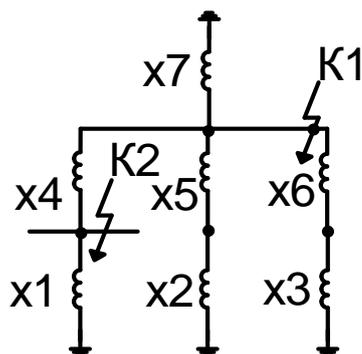


Рисунок 4.8 – Схема замещения обратной последовательности

Конфигурация схемы замещения нулевой последовательности (рисунок 4.9) определяется схемой соединения обмоток трансформаторов.

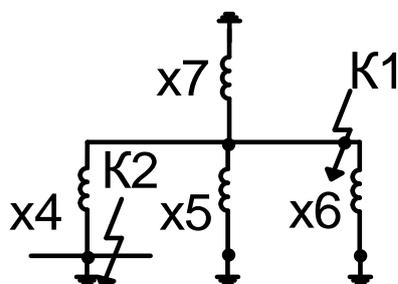


Рисунок 4.9 – Схема замещения нулевой последовательности

Далее выполняем преобразования:

$$x_8 = x_4 // x_5 // x_6, \quad (4.34)$$

$$x_8 = 0,35/3 = 0,116,$$

$$x_{0\Sigma} = x_8 // x_7, \quad (4.35)$$

$$x_{0\Sigma} = \frac{0,116 \cdot 0,2}{0,116 + 0,2} = 0,09,$$

Начальное значение тока однофазного короткого замыкания:

$$I_{n0*}^{(1)} = \frac{3 \cdot 1,03}{0,14 + 0,14 + 0,09} = 8,33.$$

Ток однофазного короткого замыкания в именованных единицах:

$$I_{n0}^{(1)} = I_{n0*}^{(1)} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}}, \quad (4.37)$$

$$I_{n0}^{(1)} = 8,33 \cdot 2,51 = 20,9 \text{ кА},$$

$$I_{п0(K1)}^{(1)} > I_{п0(K1)}^{(3)}, \quad (4.38)$$

$$20,9 \text{ кА} > 18,65 \text{ кА}.$$

Поэтому величина тока однофазного КЗ в точке К-1 является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.4.3 Расчёт тока трёхфазного КЗ в точке К-2

Выполним преобразование схемы замещения, представленной на рисунке 4.4. При расчёте тока КЗ в точке К-2 пренебрегаем подпиткой от нагрузок собственных нужд генераторов.

Далее выполняем преобразования:

$$x_8 = x_9 = x_2 + x_5, \quad (4.39)$$

$$x_8 = 1,07 + 0,35 = 1,42,$$

$$x_{10} = x_8 // x_9, \quad (4.40)$$

$$x_{10} = 1,42/2 = 0,71,$$

$$x_{11} = x_{10} // x_7 + x_4, \quad (4.41)$$

$$x_{11} = \frac{0,71 \cdot 0,2}{0,71 + 0,2} + 0,35 = 0,51,$$

$$x_{\Sigma} = x_1 // x_{11}, \quad (4.42)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{1,07 \cdot 0,51}{1,07 + 0,51} = 0,34.$$

Расчёт ЭДС:

$$E_{\bar{a}1} = E_2 = E_3 = 1,13,$$

$$E_{\bar{a}2} = \frac{E_{\bar{a}1} \cdot x_7 + E_c \cdot x_{10}}{x_7 + x_{10}}, \quad (4.43)$$

$$E_{\Sigma 2} = \frac{1,13 \cdot 0,2 + 1 \cdot 0,71}{0,2 + 0,71} = 1,03,$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{\Sigma 2} \cdot x_1 + E_1 \cdot x_{11}}{x_1 + x_{11}}, \quad (4.44)$$

$$E_{\Sigma} = \frac{1,03 \cdot 1,07 + 1,13 \cdot 0,51}{1,07 + 0,51} = 1,06.$$

4.4.4 Определение начального значения периодической составляющей тока КЗ в точке К-2

Определим значение периодической составляющей тока КЗ в точке К-2 в именованных единицах, используя значение базисного тока для ступени КЗ ($I_{\Sigma 2} = 36,66$ кА) :

$$I_{\text{п0}^*}^{(3)} = \frac{E_{1\Sigma}}{x_{\Sigma}} - \frac{E_1}{x_1}, \quad (4.45)$$

$$I_{\text{п0}^*}^{(3)} = \frac{1,06}{0,34} - \frac{1,13}{1,07} = 2,06.$$

Ток трёхфазного короткого замыкания в именованных единицах:

$$I_{\text{п0}}^{(3)} = I_{\text{п0}^*}^{(3)} \cdot I_{\Sigma}, \quad (4.46)$$

$$I_{\text{п0}}^{(3)} = 2,06 \cdot 36,66 = 75,6 \text{ кА.}$$

4.4.5 Расчёт ударного тока КЗ в точке К-2

Для определения эквивалентной постоянной времени составим расчётную схему замещения, в которой все элементы учитываются только их активными сопротивлениями.

Для удобства расчётов, нумерацию сопротивлений схемы замещения с учётом только активных сопротивлений элементов ведём аналогично обозначениям схемы при учёте только индуктивных сопротивлений.

Далее выполняем преобразования:

$$r_8 = r_9 = r_2 + r_5, \quad (4.47)$$

$$r_8 = 0,09 + 0,007 = 0,0097,$$

$$r_{10} = r_8 // r_9, \quad (4.48)$$

$$r_{10} = 0,0097/2 = 0,00485,$$

$$r_{11} = r_{10} // r_7 + r_4, \quad (4.49)$$

$$r_{11} = \frac{0,00485 \cdot 0,007}{0,00485 + 0,007} + 0,007 = 0,0098,$$

$$r_{\Sigma} = r_{11} // r_{12}, \quad (4.50)$$

$$r_{\Sigma} = \frac{0,0098 \cdot 0,09}{0,0098 + 0,09} = 0,0088.$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}, \quad (4.51)$$

$$T_a = \frac{0,34}{314 \cdot 0,0088} = 0,123 \text{ с.}$$

Ударные коэффициенты:

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/T_a}, \quad (4.52)$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-0,01/0,123} = 1,92.$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд(К2)} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot k_{уд}, \quad (4.53)$$

$$i_{уд(К2)} = \sqrt{2} \cdot 75,6 \cdot 1,92 = 205,3 \text{ кА.}$$

Результаты расчёта токов КЗ сведём в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	Ta	Ky	iу, кА	Iп0(3) ,кА	Iп0(1) ,кА
К-1 (шины 220 кВ)	0,0782	1,87	49,32	18,65	20,9
К-2 (вывода генератора, 15,75 кВ)	0,123	1,92	205,3	75,6	-

4.5 Критерии выбора электрических аппаратов

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

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

1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;

2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий (ветер, гололёд). Это требование учитывается при механическом расчёте ЛЭП и РУ;

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

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

4.5.1 Расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов – обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников.

Проверка токоведущих частей на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки, для чего должно быть выполнено условие:

$$U_y < U_{\text{ном}},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата или кабеля.

Для присоединений генераторов наибольший расчётный ток определяется при работе с номинальной мощностью и снижением напряжения на 5 %:

$$I_{Г.раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г.НОМ} = \frac{1,05 \cdot S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г.НОМ}}, \quad (4.54)$$

$$I_{Г.раб\ max} = \frac{1,05 \cdot 261}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9946 \text{ А.}$$

Расчётный ток присоединения одиночного трансформатора $T_1 - T_3$ РУ220 кВ определяется рабочим током генератора:

$$I_{T_1-T_3\ раб\ max} = \frac{1,05 \cdot S_{Г\ НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т\ НОМ}}, \quad (4.55)$$

$$I_{T_1-T_3\ раб\ max} = \frac{1,05 \cdot 261}{\sqrt{3} \cdot 242} = 653,8 \text{ А.}$$

Присоединение линий связи с системой 220 кВ:

$$I_{W_1-W_5\ раб\ max} = \frac{S_{раб\ max}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{НОМ}} = \frac{S_{Г_1-Г_3\ НОМ}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{НОМ}}, \quad (4.56)$$

$$I_{W_1-W_5\ раб\ max} = \frac{3 \cdot 256,1}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 220} = 336,04 \text{ А.}$$

Расчётный ток утяжелённого режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{W_1-W_3\ раб\ утяж} = \frac{S_{раб\ max}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{НОМ}}, \quad (4.57)$$

$$I_{W_1-W_3\ раб\ утяж} = \frac{3 \cdot 256,1}{\sqrt{3} \cdot (6 - 1) \cdot 220} = 403,3 \text{ А.}$$

Расчётный ток присоединения трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении:

$$I_{Тсн\ раб\ max} = \frac{1,05 \cdot S_{Тсн\ НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Тсн\ НОМ}}, \quad (4.58)$$

$$I_{Тсн\ раб\ max} = \frac{1,05 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 242,5 \text{ А.}$$

4.5.2 Выбор электрических и электронных аппаратов

Генераторные выключатели выбираем по наибольшему току трехфазного КЗ в точке К-2. 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 ТТ.

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

Для отключения генератора от сети примем генераторный аппаратный комплекс элегазовый КАГ-20, производства ОАО ВО «Электроаппарат». КАГ-20 состоит из элегазового выключателя типа ВГГ-20, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения. Для защиты комплекса от перенапряжений предусмотрена установка ОПН. Кожуха, для обеспечения безопасности персонала, снабжена смотровыми окнами, позволяющими контролировать положение разъединителя и заземлителей. Так как КАГ-20 имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, то оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и т.д.) проходят по термической и динамической стойкости.

Ячейку КРУЭ примем ЯГГ-220, производства ОАО ВО «Электроаппарат». ЯГГ-220 включает в себя основное технологическое оборудование подстанции, такое как: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. ЯГГ-220 обладает множеством превосходных характеристик, включая компактность, безопасность, высокую надежность, удобство эксплуатации и стойкость к воздействию внешней среды. Так как КРУЭ имеет модульную конструкцию и поставляется в заводском исполнении, то оборудование (измерительные трансформаторы тока и напряжения, заземляющие ножи и т.д.) проходят по термической и динамической стойкости.

Результаты выбора и проверки генераторного комплекса и КРУЭ представлены в таблицах 4.4 – 4.5.

Таблица 4.4 - Сводная таблица по проверке генераторного комплекса

Расчетные данные	Каталожные данные
	КАГ-20 (ВГГ-20-90-10000) ОАО ВО «Электроаппарат»
U сети ном.=15,75 кВ.	Uном= 20 кВ.
Iраб max=9949 А.	Iном= 10000 А.

$I_{п0(3)} = 75,6 \text{ кА.}$	$I_{0.ном} 90 \text{ кА.}$
$i_{y,} = 205,3 \text{ кА.}$	$i_y = 230 \text{ кА.}$

Таблица 4.5 - Сводная таблица по проверке КРУЭ высшего напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные
	КРУЭ ЯГГ-220 ОАО ВО «Электроаппарат»
$U \text{ сети ном.} = 220 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 252 \text{ кВ.}$
$I_{раб max} = 653,8 \text{ А.}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А.}$
$I_{п0(1)} = 20,9 \text{ кА.}$	$I_{откл.ном.} = 50 \text{ кА.}$
$i_y = 49,32 \text{ кА.}$	$i_y = 125 \text{ кА.}$

5 Релейная защита и автоматика

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

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

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с действующими правилами устройства электроустановок (ПУЭ) для защиты гидрогенераторов СВ 1436/200–64УХЛ4 – 261 МВА предусматриваются следующие защиты:

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения на выводах обмотки статора при сбросах нагрузки);
- дистанционная защита от внешних симметричных КЗ;
- защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- токовая защита обратной последовательности от внешних несимметричных КЗ и перегрузок;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

В соответствии с ПУЭ для защиты силового трансформатора ТД-315000/220 должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих повреждений и нарушений нормального режима работы:

- продольная дифференциальная защита (от повреждений на вводах обмоток и внутренних повреждениях);
- газовая защита (от внутренних повреждений);
- защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- защита от потери охлаждения (потеря питания, поломка маслонасоса или дутьевого вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- МТЗ с пуском по напряжению (для защиты от внешних симметричных КЗ и перегрузок);
- защита от перегрузки;
- контроль за уровнем масла в расширительном баке;

- защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ.

Защиты КРУЭ – ЯГГ - 220 кВ:

- продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;

- продольная дифференциальная защита ошинок присоединений 220 кВ.

Защиты линий электропередачи 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;

- Резервные защиты:

- 3-х ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

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

- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

Противоаварийная автоматика:

- Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ).

- Для реализации функций АПНУ предусматриваются:

- УФОЛ (Устройство фиксации отключения линии);

- УФОВ (Устройство фиксации отключения блока);

- УПАСК (Устройство передачи аварийных сигналов и команд)

- В состав устройств ПА, так же входят:

- автоматическая ликвидация асинхронных режимов (АЛАР);

- Автоматика ограничения перегрузки оборудования по току (АОПО);

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.

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

5.2 Продольная дифференциальная защита генератора

Действие защиты основано на сравнении величин и фаз токов в начале и в конце обмотки фазы статора. Принципиальные схемы, поясняющие принцип действия защиты, изображены на рисунках 5.1-5.3.

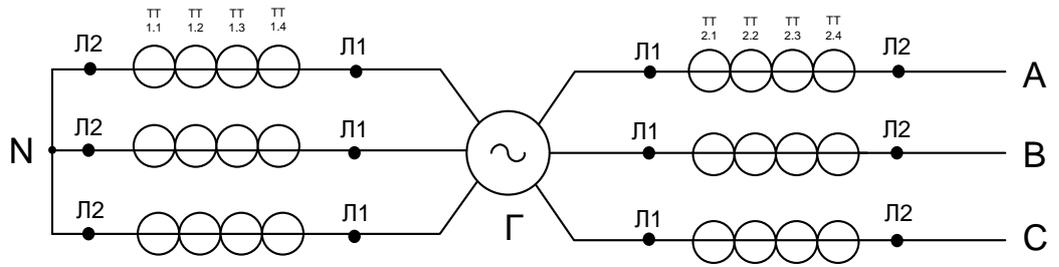


Рисунок 5.1 – Принципиальная схема расположения ТТ

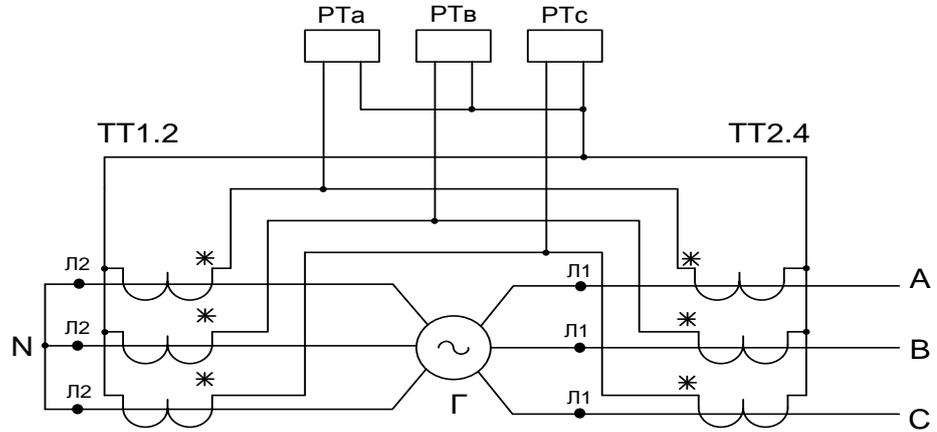


Рисунок 5.2 – Трехфазная схема цепей переменного тока продольной дифференциальной защиты генератора

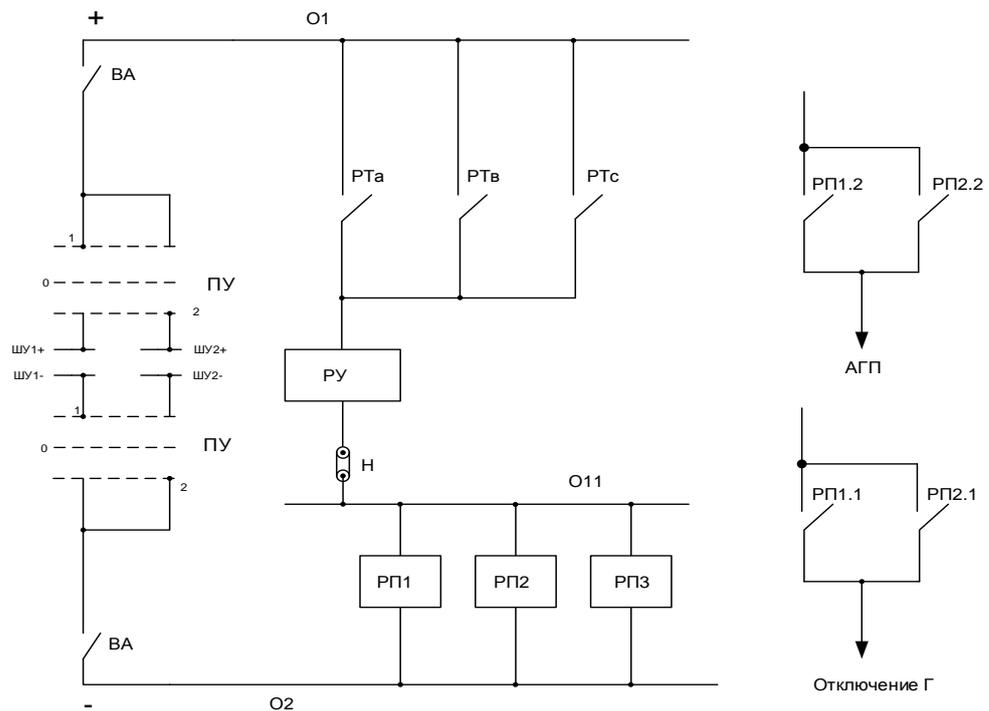
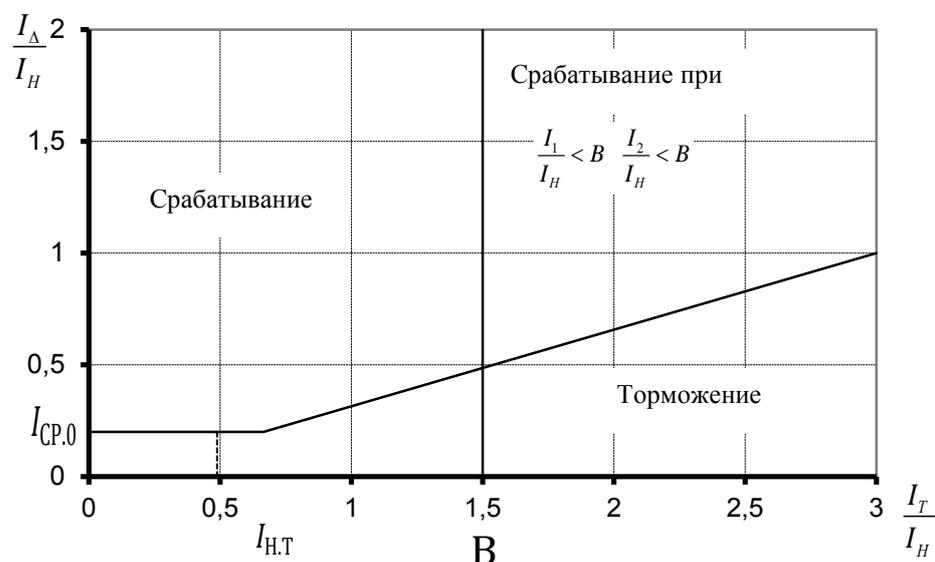


Рисунок 5.3 – Фрагмент схемы оперативных цепей постоянного тока продольной дифференциальной защиты

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей защитой от КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение поля генератора, останов турбины.

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

Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора имеет вид, изображенный на рисунке 5.4.



$I_{\Delta} = |I_1 - I_2|$ – дифференциальный ток; I_1 – ток нейтрали генератора; I_2 – ток на выводах генератора; I_T – ток торможения; $I_{Н.Т}$ – ток начала торможения; $I_{CP.0}$ – начальный ток срабатывания; B – тормозной ток.

Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

Номинальный ток генератора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (5.1)$$

$$I_{НОМ} = \frac{261 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10^3} = 9568 \text{ А.}$$

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

$$I_{НБНОМ} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{НОМ} = 0,05 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.2)$$

где $f_i = 0,1$ – относительная погрешность ТТ;
 $K_{одн} = 0,5$ – коэффициент однотипности ТТ.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{cp} \geq K_H \cdot I_{НБНОМ} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 0,1 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.3)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надёжности.

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

$$I_{ср.0} = 0,2 \cdot 9568 = 1913,5 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов при сквозном КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{max}, \quad (5.4)$$

где $I_{max} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{ном}$ – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения;

$K_{АП} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей.

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,28} \cdot 9165 = 3698,7 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.5)$$

За I_T принимается ток трехфазного КЗ на выводах генератора.

$$K_T = \frac{3698,7 \cdot 2}{205300} = 0,036.$$

Принимаем минимальную уставку $K_T = 0,2$.

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

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

В нашем случае $\frac{I_{ср.0}}{K_T} = \frac{0,2}{0,2} = 1$.

Принимаем типовое значение уставки: $B = 1,5$, при этом соблюдается условие (5.6): $1,5 > 1$.

Исходя из рассчитанных параметров, построим реальную характеристику срабатывания, продольной дифференциальной защиты генератора. Характеристика представлена на рисунке 5.5.

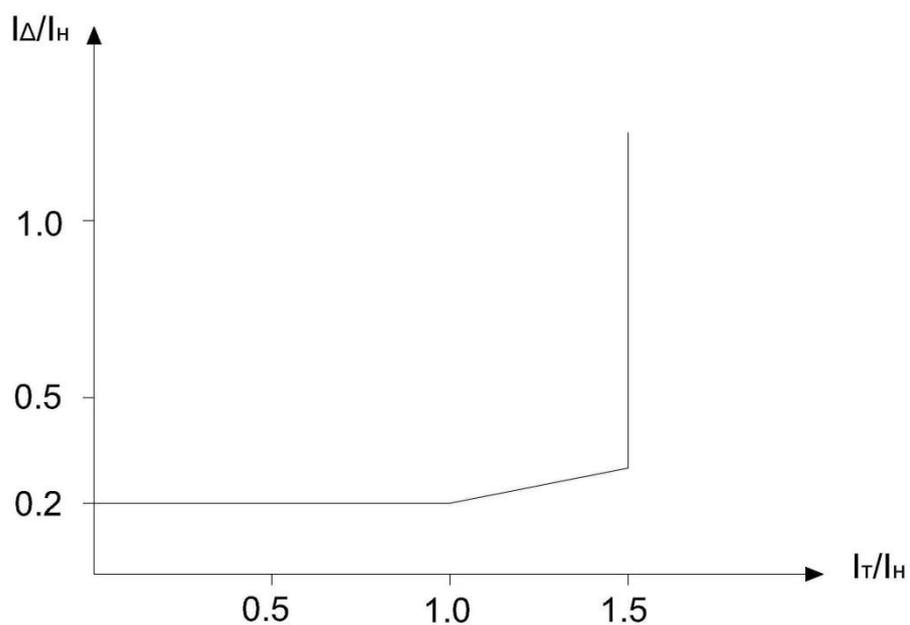


Рисунок 5.5 – Реальная характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты

6 Компонровка и сооружения гидроузла

Проектируемый речной гидроузел имеет комплексное назначение. В его состав входят: бетонная водосливная плотина гравитационного типа; гидроэлектростанция приплотинного типа; глухая бетонная плотина между водосливной плотиной и зданием ГЭС; грунтовая плотина со стороны правого и левого берега.

На компоновку гидроузла влияет каждое из входящих в его состав сооружений, при размещении которых должны быть обеспечены необходимые условия для их функционирования. Приступая к компоновке гидроузла, необходимо определить общее конструктивное решение и габариты сооружений.

Размещение бетонных сооружений необходимо увязывать с наиболее удобной и экономичной схемой производства работ.

6.1 Определение отметки гребня плотины

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:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.3)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на откос расчетной обеспеченностью 1%;
 Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 a – конструктивный запас, от 0,5 до 2 м.

Выбор класса сооружения осуществляется по СП 58.13330.2012, проектируемое сооружение относится к подпорным сооружениям гидроузлов при объеме водохранилища свыше 1000 млн м³, следовательно, класс сооружения – I.

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

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

где k_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра, $k_w = 2,82 \cdot 10^{-6}$;

V – основная расчетная скорость ветра, 15 м/с, поверочная расчетная скорость ветра, 5 м/с.

L – длина разгона волны, 25 км;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, $\alpha = 0$;

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2}, \quad (6.5)$$

$$d = \frac{107 - 48}{2} = 29,5.$$

Высота ветрового нагона при НПУ:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 25000}{9,81 \cdot (29,5 + 0,5 \cdot 0)} = 0,04 \text{ м.}$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 25000}{9,81 \cdot (29,5 + 0,5 \cdot 0,04)} = 0,04 \text{ м.}$$

Условная расчетная глубина при ФПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2}, \quad (6.6)$$

$$d = \frac{109 - 48}{2} = 30,5 \text{ м.}$$

Высота ветрового нагона при ФПУ:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{5^2 \cdot 25000}{9,81 \cdot (30,5 + 0,5 \cdot 0)} = 0,004 \text{ м.}$$

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{5^2 \cdot 25000}{9,81 \cdot (30,5 + 0,5 \cdot 0,004)} = 0,004 \text{ м.}$$

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

Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot t}{V}, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot L}{V^2} \tag{6.8}$$

где t – период развития волн на водохранилище, $t = 6$ ч.
-для основного случая:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 25000}{15^2} = 1090,$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{15} = 14126.$$

Определяем по графику $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$:

$$\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,09; \quad \frac{g\bar{T}}{v} = 4,3;$$

$$\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,047; \quad \frac{g\bar{T}}{v} = 2,9.$$

Выбираем наименьшие - $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,047; \quad \frac{g\bar{T}}{v} = 2,9.$

-для поверочного случая:

$$\frac{g \cdot L}{V^2} = \frac{9,81 \cdot 25000}{5^2} = 9810,$$

$$\frac{g \cdot t}{V} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{5} = 42379.$$

Определяем по графику $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$:

$$\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,118; \quad \frac{g\bar{T}}{v} = 5,0;$$

$$\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,10; \quad \frac{g\bar{T}}{v} = 4,6.$$

Выбираем наименьшие - $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,10; \quad \frac{g\bar{T}}{v} = 4,6.$

Следовательно для основного случая:

$$\bar{h} = \frac{0,047 \cdot V^2}{g} = \frac{0,047 \cdot 15^2}{9,81} = 1,08 \text{ м.} \tag{6.9}$$

$$\bar{T} = \frac{2,9 \cdot V}{g} = \frac{2,9 \cdot 15}{9,81} = 4,43 \text{ с.} \quad (6.10)$$

Следовательно для поверочного случая:

$$\bar{h} = \frac{0,1 \cdot V^2}{g} = \frac{0,05 \cdot 5^2}{9,81} = 0,25 \text{ м.} \quad (6.11)$$

$$\bar{T} = \frac{4,6 \cdot V}{g} = \frac{4,6 \cdot 5}{9,81} = 2,34 \text{ с.} \quad (6.12)$$

-Вычислим среднюю длину волны для основного случая:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi}, \quad (6.13)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{4,43^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 30,66 \text{ м.}$$

-Вычислим среднюю длину волны для поверочного случая:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{2,34^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 8,55 \text{ м.}$$

Проверяем условие:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d. \quad (6.14)$$

29,5 > 15,33 и 30,5 > 4,3, условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.15)$$

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

-для основного случая при $K_i = 2,18$.

$$h_{1\%} = 1,08 \cdot 2,18 = 2,35 \text{ м.} \quad (6.16)$$

-для поверочного случая при $K_i = 2,17$.

$$h_{1\%} = 0,25 \cdot 2,39 = 0,6 \text{ м.} \quad (6.17)$$

Высоту наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением $d \geq 2 \cdot h_{1\%}$, определим по формуле:

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{\text{sp}} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%}, \quad (6.18)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по [8, табл.6] приняты для грунтовой плотины с $m=2$ и с креплением верхового откоса бетонной плотины;

k_{sp} – коэффициент, принимаемый по [8, табл.7];

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам [8, рис. 10] в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$, на глубокой воде.

Тогда $k_r = 1, k_p = 0,9, k_{\text{sp}} = 1,25$.

Для определения k_{run} находим соотношения:

-для основного случая:

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{30,66}{2,35} = 13,04 \Rightarrow k_{\text{run}} = 2,2. \quad (6.19)$$

-для поверочного случая:

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{8,55}{0,6} = 4,25 \Rightarrow k_{\text{run}} = 1,55. \quad (6.20)$$

-для основного случая:

$$h_{\text{run}1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,25 \cdot 2,2 \cdot 2,3 = 5,8 \text{ м.}$$

-для поверочного случая:

$$h_{\text{run}1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,25 \cdot 1,55 \cdot 0,6 = 1,04 \text{ м.}$$

-для основного случая:

$$h_s = 5,8 + 0,04 + 0,5 = 6,34 \text{ м.}$$

-для поверочного случая:

$$h_s = 1,04 + 0,004 + 0,5 = 1,5 \text{ м.}$$

-для основного случая:

$$\nabla\Gamma\text{ЗП} = \nabla\text{НПУ} + h_s, \quad (6.21)$$

$$\nabla_{\text{ГЗП}} = 107 + 6,34 = 113,34 \text{ м.}$$

-для поверочного случая:

$$\nabla_{\text{ГЗП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_s, \quad (6.22)$$

$$\nabla_{\text{ГЗП}} = 109 + 1,5 = 110,5 \text{ м.}$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{\text{ГЗП}} = 114 \text{ м.}$

6.2 Гидравлический расчет водосливной плотины

Гидравлическими расчетами устанавливаются: ширина водосливногo фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани, сопряжение струи в нижнем бьефе.

Гидравлический расчет выполняется для основного расчетного случая (при НПУ=107 м и $\nabla_{\text{УНБ}_{0,1\%}}=54,9 \text{ м}$) и поверочного расчетного случая (при ФПУ=109 м и $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}}=55,6 \text{ м}$)

6.2.1 Определение ширины водосливногo фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_p = Q_{\text{max}} - Q_{\text{ГЭС}} = 3026 - (3 - 1) \cdot 445 = 2136 \text{ м}^3/\text{с},$$

где Q_{max} – максимальный основной расход, $Q_{0,1\%} = 3026 \text{ м}^3/\text{с}$
Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.23)$$

где q_p – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.24)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, УНБ = 54,9 м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{ДНО}}, \quad (6.25)$$

$$h_{\text{НБ}} = 54,9 - 48 = 6,9 \text{ м,}$$

где $[v_h]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме для скалы равная 4,5 м/с.

$$q_p = 4,5 \cdot 6,9 = 31,05 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда

$$q_b = 1,25 \cdot 31,05 = 38,8 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.26)$$

$$B = \frac{2136}{38,8} = 55 \text{ м}.$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной длиной пролета отверстия $b = 12$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b}, \quad (6.27)$$

$$n = \frac{55}{12} = 4,5.$$

Округлим до ближайшего целого - $n = 5$.

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n, \quad (6.28)$$

$$B = 12 \cdot 5 = 60 \text{ м}.$$

Бык примем разрезным, толщину разрезного бычка примем $\delta_B = 3$ м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B, \quad (6.29)$$

$$B_B = 60 + (5 - 1) \cdot 3 = 72 \text{ м}.$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.30)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа $m \approx 0,49$.

$$H_{01} = \left(\frac{2136}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,45 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.31)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;
 σ_n – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1$;

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \xi \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.32)$$

где $\xi = 0,7$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (обтекаемая).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{6,45}{12} = 0,92.$$

$$H_{02} = \left(\frac{2136}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,82 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.33)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса;

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО}) \cdot B_B}, \quad (6.34)$$

$$v_0 = \frac{2136}{(107 - 48) \cdot 72} = 0,5 \text{ м/с},$$

$$H = 6,82 - \frac{1,1 \cdot 0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 6,8 \text{ м}.$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 7 \text{ м}.$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}}, \quad (6.35)$$

$$\nabla\text{ГВ} = 107 - 7 = 100 \text{ м}.$$

Отметку гребня быка вычислим по следующей формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}}, \quad (6.36)$$

$$\nabla\text{ГБ} = 100 + 1,6 \cdot 7 = 111,2 \text{ м}.$$

За отметку гребня быка и все плотины примем $\nabla\text{ГЗП} = 114 \text{ м}$, так как она превышает $\nabla\text{ГБ} = 111,2 \text{ м}$.

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

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{С}}, \quad (6.37)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = 3655 - 1820 - 0 = 1835 \text{ м}^3/\text{с}.$$

где $Q_{\text{пов.мах}}$ – максимальный поверочный расход, $Q_{0,01\%} = 3655 \text{ м}^3/\text{с}$.

Определим напор на гребне водослива при пропуске проверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m_{\text{пов.}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.38)$$

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{1835}{0,49 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,83 \text{ м.}$$

Коэффициент расхода для поверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{\text{пов.}} = m \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{H}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \cdot \left(\frac{H}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right], \quad (6.39)$$

$$m_{\text{пов.}} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{5,83}{7} - 0,05 \cdot \left(\frac{5,83}{7} \right)^2 \right] = 0,482.$$

Во втором приближении определим напор $H_{02\text{пов.}}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m_{\text{пов.}} \cdot \sigma_{\text{сж.пов.}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.40)$$

$$\sigma_{\text{сж.пов.}} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{5,83}{7} = 0,88.$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{1835}{0,482 \cdot 0,95 \cdot 0,88 \cdot 1 \cdot 60 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,64 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{пов.}} = H_{02\text{пов.}} - \frac{\alpha \cdot v_{0\text{пов.}}^2}{2 \cdot g}, \quad (6.41)$$

где

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{ДНО}) \cdot B_{\text{в}}}, \quad (6.42)$$

$$v_{0\text{пов.}} = \frac{1835}{(109 - 48) \cdot 72} = 0,41 \text{ м/с,}$$

$$H_{\text{пов}} = 6,64 - \frac{1,1 \cdot 0,41^2}{2 \cdot 9,81} = 6,63 \text{ м.}$$

Проверим, не превышает ли расчетная отметка $\nabla\text{ФПУ}_p$ заданную $\nabla\text{ФПУ} = 109$ м при таком напоре:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}}. \quad (6.43)$$

$$\nabla\text{ФПУ}_p = 102 + 6,63 = 108,63 \text{ м.}$$

$\nabla\text{ФПУ}=109$ м не превышает, следовательно пропускная способность водослива достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{пов}}=1835\text{м}^3/\text{с}$.

6.3 Построение профиля водослива по координатам Кригера-Офицера

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножают на $H_{\text{ст}}$, расчеты сведем в таблицу 6.1. Очертание оголовка представлено на рисунке 6.1.

Таблица 6.1 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицера)

№ точки	х, м	у, м	№ точки	х, м	у, м
1	0	0,882	8	8,4	2,758
2	0,7	0,252	9	9,8	3,948
3	1,4	0,049	10	14	8,645
4	2,1	0	11	15,4	10,556
5	2,8	0,042	12	18,2	14,854
6	3,5	0,189	13	21	19,768
7	7	1,792	14	22,4	22,449

6.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении h'_c для определения второй сопряженной глубины h''_c , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе $h_{\text{НБ}}$ и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка). Для определения параметров гидравлического прыжка воспользуемся рисунком 6.2.

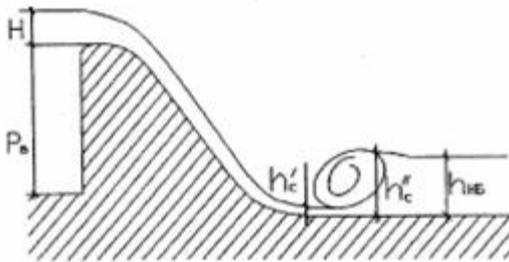


Рисунок 6.2 - К расчету вида сопряжения бьефов

Определяем параметры гидравлического прыжка.
Предварительно рассчитаем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{B_B^2 \cdot g}}, \quad (6.44)$$

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2136^2}{72^2 \cdot 9,81}} = 4,7 \text{ м.}$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО}, \quad (6.45)$$

$$T_0 = 107 - 48 = 59 \text{ м.}$$

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}}, \quad (6.46)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{59}{4,7} = 12,5.$$

По графику М.Д. Чертоусова [33] в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,9$ и $\xi_{T_0} = 11,3$ определяем: $\xi_c = 0,217$; $\xi_c'' = 2,91$.

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c h_{кр}, \quad (6.47)$$

$$h'_c = 0,217 \cdot 4,7 = 1,01 \text{ м},$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр}, \quad (6.48)$$

$$h''_c = 2,91 \cdot 4,7 = 13,67 \text{ м}.$$

Получаем $h''_c > h_{НБ}$ ($13,67 > 7,6$), следовательно, прыжок отогнанный ($h''_c > h_{НБ}$). Так как в НБ образовывается отогнанный прыжок, то необходимо его затопить путем устройства гасителя и произвести его расчёт.

В данном проекте для гашения энергии используем способ свободно отброшенной струи с помощью носка-трамплина (высокий уступ).

$$a_H = h_{НБ} + a, \quad (6.49)$$

$$a_H = 7,6 + 2 = 9,6 \text{ м}.$$

Отметка поверхности уступа (носка):

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНО} + a_H, \quad (6.50)$$

$$\nabla_{НОС} = 48 + 9,6 = 57,6 \text{ м}.$$

Напор на носке:

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС}, \quad (6.51)$$

$$Z_H = 107 - 57,6 = 49,4 \text{ м}.$$

Определим скорость потока воды на носке:

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H}, \quad (6.52)$$

$$v_H = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 49,4} = 30,8 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Удельный расход потока на носке:

$$q_H = \frac{Q_p}{B_B}, \quad (6.53)$$

$$q_H = \frac{2136}{60} = 35,6 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Высота потока на носке:

$$h_H = \frac{q_H}{v_H}, \quad (6.54)$$

$$h_H = \frac{35,6}{30,8} = 1,15 \text{ м.}$$

Для определения коэффициент аэрации вычислим число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H}, \quad (6.55)$$

$$Fr = \frac{30,8^2}{9,81 \cdot 1,15} = 84,0.$$

Дальность отлета струи определяется по формуле:

$$L = k_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha_H \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha_H}} \right), \quad (6.56)$$

$$L = 0,9 \cdot 49,4 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{51,4}{49,4} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 61,1 \text{ м,}$$

где $Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 107 - 55,6 = 51,4 \text{ м}$ – напор на сооружении;
 α_H – угол отклонения от горизонтали схода струи с уступа (принят равным углу носка), в пределах $(30 \div 35)^\circ$.

По рекомендациям принимаем угол $\alpha_H = 30^\circ$.

Для слабой скалы L должно удовлетворять условию:

$$L > 0,6 \cdot Z_0,$$

$$61,1 \text{ м} > 0,6 \cdot 51,4 \text{ м,}$$

$$61,1 \text{ м} > 30,84 \text{ м,}$$

Следовательно условие выполнено.

Глубина размыва дна:

$$h_p = t - h_{\text{НБ}},$$

где

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} \quad (6.57)$$

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{84,0}) \cdot \sqrt{84,0} \cdot \sqrt[4]{\frac{7,6}{1}} \cdot 1,15 = 25,6 \text{ м.}$$

где d – средняя крупность отдельностей, принимаем $d = 1$ м, тогда

$$h_p = 25,6 - 7,6 = 17,76 \text{ м.}$$

Для определения угла падения струи используем формулу:

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha_{\text{Н}} + \frac{2g \cdot (0,5h_{\text{Н}} \cdot \cos\alpha_{\text{Н}} + a_{\text{Н}} - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2\alpha_{\text{Н}}}}, \quad (6.58)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,15 \cdot \cos 30 + 9,6 - 7,6)}{28^2 \cdot \cos^2 30}} = 1,09.$$

Расстояние от низовой грани до центра размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \quad (6.59)$$

$$L_1 = 61,1 + \frac{25,6}{1,09} = 91,42 \text{ м.}$$

Длину горизонтального участка для ямы размыва вдоль течения на уровне неразмытого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{\text{кр}} + 3,7 \cdot h_p, \quad (6.60)$$

$$b_p = 2,5 \cdot 4,7 + 3,7 \cdot 17,76 = 77,46 \text{ м.},$$

где $h_{\text{кр}}$ - критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий,
 h_p - глубина ямы размыва

6.5 Конструирование плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину b понизу, будет требовать минимума материалов, т.е. минимум затрат. Этот

профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в бетоне и достаточной устойчивости всего тела плотины против сдвига по основанию. Можно определить оптимальную ширину на основе этих требований.

Из условия отсутствия растягивающих напряжений ширина по основанию определяется по формуле:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.61)$$

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

Заглубление плотины в основание примем 2 м, тогда

$$\nabla_{\text{ПОД}} = 46 \text{ м.}$$

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}},$$

$$h = 107 - 46 = 61 \text{ м.}$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.62)$$

где f – коэффициент трения бетона по грунту, принимаем 0,75;

γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25.

Задаваясь различными n , определяем B_n по двум формулам (таблица 6.3) и строим графики зависимости $B_n = f(n)$ (рисунок 6.5). Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.3 – Результаты определения B_n

n	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
B_n^I	44,14	44,74	45,62	46,83	48,44	50,57	53,42	57,31	62,85	71,35	86,27
B_n^{II}	53,51	50,83	48,41	46,21	44,20	42,36	40,67	39,10	37,65	36,31	35,06

Графики пересекаются в точке $n = 0,283$, что соответствует $B = 46,6$ м, следовательно ширину подошвы плотины принимаем равной 46,6 м.

Из условия технологии возведения бетонной водосливной плотины принимаем напорную грань вертикальной.

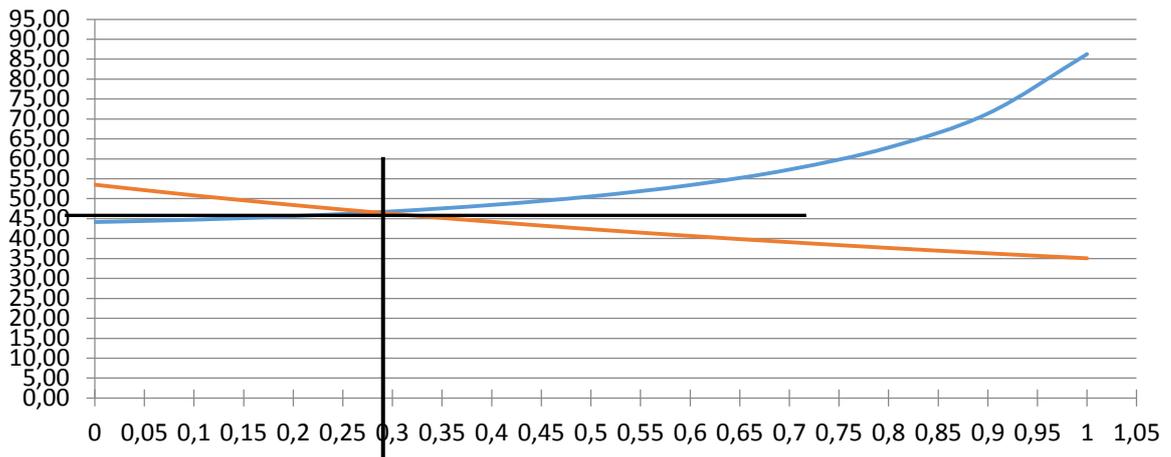


Рисунок 6.5 – Определение ширины подошвы плотины

Плотина расположена на скальном основании и заглублена на 2,0 м в скалу. Под плотиной и в берегах устраиваем вертикальную цементационную завесу.

Цементационная завеса – вертикальный противofильтрационный элемент, предназначенный для снижения фильтрационного давления на подошву плотины.

Расстояние от напорной грани до оси завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,10) \cdot B, \quad (6.63)$$

$$l_1 = 0,08 \cdot 46,6 = 3,72 \text{ м.}$$

Расстояние от оси завесы до оси дренажа l_2 принимаем равным 6 м.

Глубина завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}}), \quad (6.64)$$

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot (107 - 50,0) = 34,2 \text{ м.}$$

Толщину цементационной завесы определим по формуле:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3}{J_{\text{кр}}} \cdot k_{\text{н}}; \quad (6.65)$$

где $J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент напора в завесе;

$k_{\text{н}} = 1,25$ – коэффициент надежности по степени ответственности для I класса.

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{34,2}{15} \cdot 1,25 = 2,85 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав}, \quad (6.66)$$

$$h_{др} = 0,5 \cdot 34,2 = 17,1 \text{ м.}$$

6.6 Фильтрационный расчет

Фильтрация воды в скальном основании происходит по порам, трещинам и фильтрационное противодействие действует не по всей площади подошвы, а по площади этих трещин и пор. Противодействие определяется как сумма взвешивающего и фильтрационного давлений, которые рассчитываются по следующим формулам:

$$p_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под}) \quad (6.71)$$

$$p_{взв} = 1000 \cdot 9,81 \cdot (50 - 46) = 392,4 \text{ кН,}$$

Основное сочетание нагрузок:

$$W_{взв} = \rho_w B,$$

$$W_{\phi} = \rho_w g S_{\text{эп}},$$

$$W_{взв} = 392,4 \cdot 46,6 = 1828,5 \text{ кН.}$$

$$W_{\phi} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 514,5 = 5047,3 \text{ кН.}$$

где $S_{\text{эп}} = 514,5 \text{ м}^2$

6.7 Статические расчеты плотины

6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях. Коэффициент надежности по нагрузке при расчете плотин принимается в соответствии со стандартом.

В данном проекте рассматривается эксплуатационный период. Основной расчетный случай - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне в нижнем. Все вычисленные нагрузки наносятся на профиль.

Вес сооружения и механизмов

Вес 1 п. м. водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6}, \quad (6.70)$$

$$G_{\text{пл}} = \frac{1457,9 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 3} = 27459,8 \text{ кН.}$$

Площадь поперечного сечения плотины:

$$S_{\text{пл}} = 1457,9 \text{ м}^2.$$

Соответствующее плечо относительно центра подошвы равно

$$R_{\text{пл}} = 6,3 \text{ м.}$$

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6}, \quad (6.71)$$

$$G_6 = \frac{2190,1 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 3} = 10312,3 \text{ кН.}$$

Площадь поперечного сечения бычка:

$$S_6 = 2190,1 \text{ м}^2.$$

Соответствующее плечо относительно центра подошвы равно (здесь и далее слева «-», справа «+»).

Определим плечо равнодействующей силы бычка:

$$R_{\text{пл}} = 8,12 \text{ м.}$$

Определим вес затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.72)$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 114 \cdot \sqrt{114} \cdot 9,81 = 656,7 \text{ кН,}$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b, \quad (6.73)$$

$$f = (109 - 100 + 0,5) \cdot 12 = 114 \text{ м}^2.$$

Величина силы давления воды на затвор вычисляется по формуле:

$$P_3 = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}})^2 \cdot 0,5 \cdot b, \quad (6.74)$$

$$P_3 = 1000 \cdot 9,81 \cdot (107 - 100)^2 \cdot 0,5 \cdot 12 = 2884,14 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

Вес затвора на 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6}, \quad (6.75)$$

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{656,7}{12 + 3} = 57,7 \text{ кН}.$$

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

При НПУ:

$$W_{\text{вб}} = \frac{gh_1^2}{2}, \quad (6.76)$$

$$W_{\text{вб}} = \frac{9,81 \cdot 61^2}{2} = 19551,5 \text{ кН},$$

где

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}}, \quad (6.77)$$

$$h_1 = 107 - 46 = 61 \text{ м}.$$

- с нижнего бьефа:

При $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$:

$$W_{\text{нб}} = \frac{gh_2^2}{2}, \quad (6.78)$$

$$W_{\text{нб}} = \frac{9,81 \cdot 4^2}{2} = 78,48 \text{ кН},$$

где

$$h_2 = \nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{ПОД}, \quad (6.79)$$

$$h_2 = 50,0 - 46 = 4 \text{ м.}$$

Силу волнового давления для глубоководной зоны определяется по формуле А.П. Можевитинова:

$$W_B = 0,5 \gamma_w h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.80)$$

$$W_B = 0,5 \cdot 9,8 \cdot 2,35 \cdot \left(\frac{30,66}{3,14} + \frac{0,57}{2} \right) = 115,8 \text{ кН/м,}$$

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}}, \quad (6.81)$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 2,35^2}{30,66} = 0,57 \text{ м.}$$

Равнодействующая волнового давления при поверочном случае:

$$W_B = 0,5 \cdot 9,8 \cdot 0,6 \cdot \left(\frac{8,55}{3,14} + \frac{0,13}{2} \right) = 8,19 \text{ кН/м,}$$

$$h_0 = \frac{3,14 \cdot 0,6^2}{8,55} = 0,13 \text{ м.}$$

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

- для основного случая

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%}, \quad (6.82)$$

$$y_c = \frac{30,66}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,35 = 4,0 \text{ м.}$$

Давление наносов:

$$P_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \cdot \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right) \quad (6.85)$$

где γ_H – удельный вес наносов (взвешенного мелкого песка), кН/м³ который равен

$$\gamma_H^{взв} = \gamma_H^{сух} - \gamma_B(1 - n_0), \quad (6.86)$$

где $\gamma_H^{сух} = 27,5 \text{ кН/м}^3$ - удельный вес сухого песка;
 $n_0 = 0,46$ – пористость грунта;
 h_H – высота слоя наносов, м:

$$h_H = \nabla_{заилена} - \nabla_{дна}; \quad (6.87)$$

$$h_H = 55 - 48 = 7 \text{ м};$$

$\varphi = 26^\circ$ – угол внутреннего трения для мокрого песка.

$$\gamma_H^{взв} = 27,5 - 9,8(1 - 0,46) = 22,2 \text{ кН/м}^3.$$

$$P_H = 22,2 * 7 * tg^2(45^\circ - 22/2) = 60,4 \text{ кН}.$$

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

$$E_H = \frac{1}{2} \cdot P_H \cdot h_H \quad (6.88)$$

$$E_H = \frac{1}{2} * 60,4 * (55 - 48) = 211,4 \text{ кН}$$

6.7.2 Расчет прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины будем вести без учета температурных воздействий только по контакту бетона с основанием. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Для сил действующих в вертикальном направлении: со знаком «+» если действует вниз, со знаком «-» если вверх.

Для сил действующих горизонтальном направлении: со знаком «+» если действует вправо, со знаком «-» если влево.

Для удобства расчета составим таблицу 6.4, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
G_6	0,95	↓	10312,7	8,12	-79548,87
$G_{пл}$	0,95	↓	27459,8	6,3	-164347,1
$W_{взв}$	1	↑	1828,5	0,00	0,00
W_{ϕ}	1	↑	5047,25	11,33	57185,29
$W_{волн}$	1	→	115,76	57,0	6598,05
Q_3	0,95	↓	656,73	21,50	-13413,78
$T_в$	1	→	19552,5	20,33	371053,1
$T_н$	1	←	78,5	2,4	-188,4
$T_{нанос}$	1,2	→	211,4	2,0	507,4
$\Sigma W_{верт}, \text{кН/м}$			30187,93		
$\Sigma W_{гор}, \text{кН/м}$			18500,16		
M, кН			177203,98		

Выполним расчет напряжений.

Для верхней грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} \pm \frac{6\Sigma M}{b_d^2}, \quad (6.87)$$

где N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения, кН/м;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, кН/м;

b – ширина плотины по основанию, м;

«+» – для напорной грани;

«-» – для низовой грани.

Для напорной грани:

Нормальное напряжение по оси у:

$$\sigma_y^u = -\frac{30187,93}{46,6} + \frac{6 \cdot 177203,98}{46,6^2} = -186,3 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2), \quad (6.88)$$

$$\sigma_x^u = -186,3 \cdot 0^2 - 10 \cdot 61 \cdot (1 - 0^2) = -610 \text{ кПа,}$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне рассматриваемого сечения;
 H_d^u – напор над рассматриваемым сечением со стороны верхнего бьефа,
равный

$$\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 107 - 46 = 61 \text{ м.}$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u, \quad (6.89)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 61 - 186,3) \cdot 0 = 0.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2, \quad (6.90)$$

$$\sigma_1^u = -186,3 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 61 \cdot 0 = -186,3 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u, \quad (6.91)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 61 = -610 \text{ кПа.}$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6 \Sigma M}{b_d^2}, \quad (6.92)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{30178,93}{46,6} - \frac{6 \cdot 177203,98}{46,6^2} = -877,2 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2), \quad (6.93)$$

$$\sigma_x^t = -877,2 \cdot 0,764^2 - 10 \cdot 4 \cdot (1 - 0,764^2) = -541,9 \text{ кПа},$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне рассматриваемого сечения;
 H_d^t – напор над рассматриваемым сечением со стороны нижнего бьефа,
 равный:

$$\nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 50,0 - 46,0 = 4,0 \text{ м.}$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t, \quad (6.94)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 4 - 877,2) \cdot 0,764 = 615,1 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t, \quad (6.95)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 4,0 = -40 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2, \quad (6.96)$$

$$\sigma_3^t = -877,2(1 + 0,764^2) + 10 \cdot 4 \cdot 0,764^2 = -1347,1 \text{ кПа.}$$

Рассчитанные напряжения сведены в таблицу 6.5. Эпюры рассчитанных напряжений представлены на раздаточном материале «Расчётная схема бетонной водосливной плотины Станской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений».

Таблица 6.5 – Напряжения на плотину

Напорная грань		Низовая грань	
Основной расчет			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-186,3	σ_y^t	-877,2
σ_x^u	-610	σ_x^t	-541,9
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	615,1
σ_1^u	-186,3	σ_1^t	-40
σ_3^u	-610	σ_3^t	-1347,1

6.7.3 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, проверяем сооружение на прочность. Должны выполняться следующие условия:

1. Отсутствие растягивающих напряжений

$$\sigma_y^u < 0,$$

$$-186,3 < 0.$$

2. Для горизонтальных сечений плотины у верховой грани:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_B H^u,$$

$$186,3 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 61,$$

$$186,3 \geq 152,5.$$

3. Оценка общей прочности из условия недопущения наступления предельных состояний:

$$\gamma_{lc}\sigma_3 \leq \frac{\gamma_{cd}R}{\gamma_n},$$

$$1 \cdot 610 \leq \frac{1 \cdot 4500}{1,25},$$

$$610 \geq 3600.$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

$\gamma_{lc} = 1,0$ – коэффициент при основном сочетании нагрузок,

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 4500$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В7,5.

γ_{cd} – коэффициент условия работы;

$\gamma_{cd} = 1,0$ – при основном сочетании нагрузок;

Все условия выполняются, следовательно, в теле плотины отсутствуют растягивающие напряжения, предельное состояние не наступает.

6.7.4 Расчет устойчивости плотины

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.97)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,25;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок ($\gamma_{lc} = 1$ – для расчетов по первому предельному состоянию);

$\gamma_{cd} = 0,95$ - коэффициент условий работы;

R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = \left((G_{пл} + G_6 + Q_3) - W_\phi - W_{взв} \right) \cdot \operatorname{tg} \varphi + E_n \cdot \gamma'_c + c \cdot \omega, \quad (6.98)$$

$$R = \left((27459,8 + 10312,3 + 656,73) - 5047,25 - 1828,5 \right) \cdot 0,75 + 100 \cdot 46,6 = 28324,81 \text{ кН.}$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м. $\omega = B \cdot 1 = 46,6 \cdot 1 = 46,6 \text{ м}^2$;

F – сдвигающая сила:

$$F = W_{вб} - W_{нб} + W_{вол} + E_n, \quad (6.99)$$

$$F = 19551,5 - 78,5 + 115,76 + 211,4 = 19800,16 \text{ кН.}$$

Тогда

$$\frac{28324,81 \cdot 0,95}{19800,16 \cdot 1} = 1,35 \geq 1,25.$$

Плотина отвечает условию устойчивости на сдвиг.

6.8 Расчет длины здания ГЭС

Длина здания гидроэлектростанции зависит от числа установленных агрегатов, их типа и габаритов.

Ширина агрегатного блока при бетонной спиральной камере составляет:

$$B = (2,7 \div 3,0) \cdot D_1, \quad (6.100)$$

$$B = (2,7 \div 3,0) \cdot 8,5 = (22,95 \div 25,5) = 25,5 \text{ м.}$$

Учитывая главную универсальную характеристику турбины принимаем ширину агрегатного блока равной 30 м. ($B' = 30$ м.)

Длина монтажной площадки принимается в зависимости от ширины агрегатного блока:

$$M = (1,25 \div 1,5) \cdot B, \quad (6.101)$$

$$M = (1,25 \div 1,5) \cdot 30 = (37,5 \div 45) = 45 \text{ м.}$$

Длина общего здания ГЭС вычисляется из выражения:

$$L_{\text{ГЭС}} = 3 \cdot B' + M, \quad (6.102)$$

$$L_{\text{ГЭС}} = 3 \cdot 30 + 45 = 135 \text{ м.}$$

7 Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Станской 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 ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений» 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. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА).

На основании выше перечисленного и акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Охрана труда

7.2.1 Общие требования безопасности

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.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Станской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности. На ГЭС организуется кабинет по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях Станской гидроэлектростанции;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.2 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 запрещается приближаться к не огражденным токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояния, менее указанных в таблице 7.1.

При работе с использованием электрозащитных средств (изолирующих штанг, клещей, указателей напряжения и т.п.) допускается приближение человека к токоведущим частям на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

Таблица 7.1 – Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением

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

2. При осмотрах электроустановок выше 1000 В запрещается входить в помещения и камеры, не оборудованные ограждениями, или барьерами. Осмотр нужно проводить без проникновения за ограждения и барьеры.

При осмотрах электроустановок до 1000 В разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

3. Осмотр электрооборудования в ОРУ, где напряженность электрического поля более 5 кВ/м, следует производить по разработанным маршрутам оборудованным защитными экранами.

4. При подъеме на оборудование и конструкции, расположенные в зоне влияния электрического поля, напряженностью 5 кВ/м и выше должны применяться СИЗ – экранирующие костюмы.

5. Переносные и передвижные экранирующие устройства должны быть заземлены на месте их установки гибким медным проводом.

6. Во время проведения осмотров запрещается производить переключения, снимать плакаты и ограждения, выполнять какую-либо работу или уборку.

7. При работах на участках отключенных токоведущих частей их необходимо заземлять.

8. Операции по наложению и снятию переносных заземлений должны выполняться в диэлектрических перчатках, в электроустановках напряжением выше 1000 В - с применением изолирующей штанги.

9. Все работы в электроустановках выполняются по наряду, распоряжению или в порядке текущей эксплуатации.

10. Прежде чем включать или выключать разъединители (отделители), производят их внешний осмотр. Разъединители, привод и блокирующие устройства не должны иметь повреждений, препятствующих выполнению операций.

11. 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.

12. 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.

13. При пуске вращающихся механизмов следует находиться на безопасном расстоянии от них.

14. Подготовка рабочих мест в соответствии с требованиями наряда и допуск бригад проводится только после получения разрешения от НСС.

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:

- гидротурбины;
- 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 дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

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

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС 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);
- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Станской ГЭС относятся:

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

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 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 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 [54] вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В 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, индустриального 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 загрязненных 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 населенных пунктов.

Ввиду малого количества населения, животноводческих объектов и слабого развития транспорта, количество поступающих загрязнений в воду реки Учур 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 пылегазоочестные 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 ОАО «РусГидро» на 2016 - 2041 гг. (приказ ОАО «РусГидро» от 09.02.16 г. №60) 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	226,00	171,9
Прочие	56,00	186,1
Итого по ГЭС		358,0

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	0.04
2020-2024	0.06
2025-2029	0.08
2030-2036	0.1

Перевод в прогнозные цены осуществляется путем индексации на индекс-дефлятор инвестиций.

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/МВт	76,0
НП АТС (администратор торговой системы)	1,107 руб/МВт*ч	0,17
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,031 руб/МВт*ч	0,05
Итого		76,2

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Учур составляет 4,8 руб. (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876).

Текущие затраты по гидроузлу с 2021 по 2025 год приведены для целевого варианта в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта		
	2012	2022	2023
Амортизационные отчисления, млн.руб.	344,4	344,4	344,4
Расходы на страхование, млн.руб.	180,7	172,0	163,3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	3580,0	3580,0	3580,0
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	77,4	73,7	70,0
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	762,3	772,2	775,6
Налог на воду, млн.руб.	5,3	5,3	5,3
Итого, млн.руб.	4951,5	4979,7	4985,8

Структурная диаграмма затрат по гидроузлу приведена на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

8.2 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения строительства Станской ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности Станской 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				
	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	2678,7	2768,5	5487,3	6023,0	6604,2
НДС, млн.руб.	2647,5	2727,0	2804,7	2855,6	2903,7
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8
Налог на имущество, млн.руб.	144,8	137,2	129,6	122,1	114,6
Итого, млн.руб.	5666,8	5828,6	5986,6	6088,8	6186,2

8.3 Прибыль

В отчете отражения производственной деятельности Станской 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				
	2028	2029	2030	2031	2032
Выручка (нетто), млн.руб.	16423,4	16686,7	16877,5	17087,5	17280,5
Текущие расходы, млн.руб.	4911,7	4899,8	4887,8	4898,7	4884,7
ЕВИТ (прибыль до налогообложения), млн.руб.	11511,7	11787,0	11989,6	12188,8	12395,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	2302,3	2357,4	2397,9	2437,8	2479,2
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	9209,3	9429,6	9591,7	9751,0	9916,6
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Годовая прибыль приведена на рисунке 8.2.

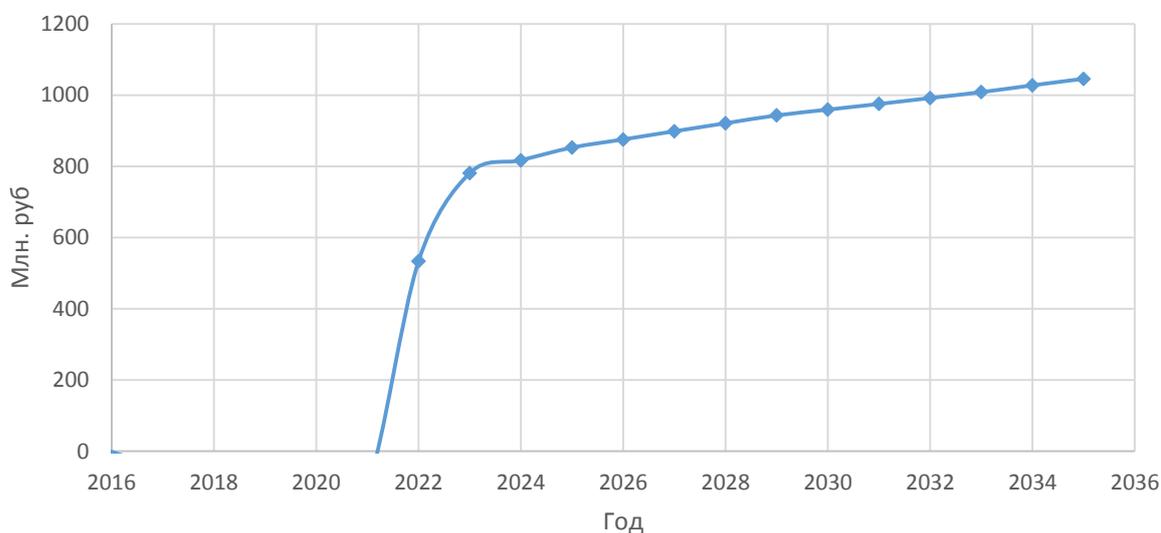


Рисунок 8.2 – Годовая прибыль, млн руб

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 ОАО «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 Станской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства Станской ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию для Дальневосточного федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ОАО «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, мес.	78,0
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	0,21
Удельные капиталовложения, руб/Квт	32549,5

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	2017	2018	2019	2020	2021
В федеральный бюджет, млн.Рублей	25448,5	46988,4	68030,8	64159,8	25448,5
В региональный бюджет, млн.Рублей	20550,4	30212,0	50574,7	47535,8	20550,4
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	4785,3	16661,2	17340,8	16508,9	4785,3

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 определены экспертно. Результаты анализа чувствительности проекта представлены графически на рисунках 8.3-8.6.

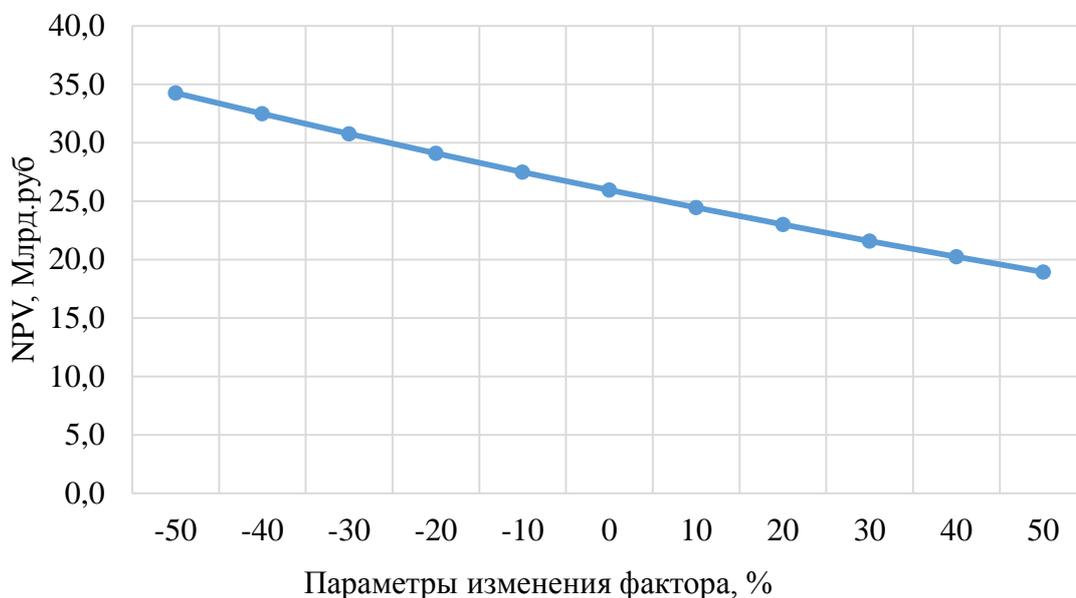


Рисунок 8.3-Изменение Суммы NPV от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины NPV.

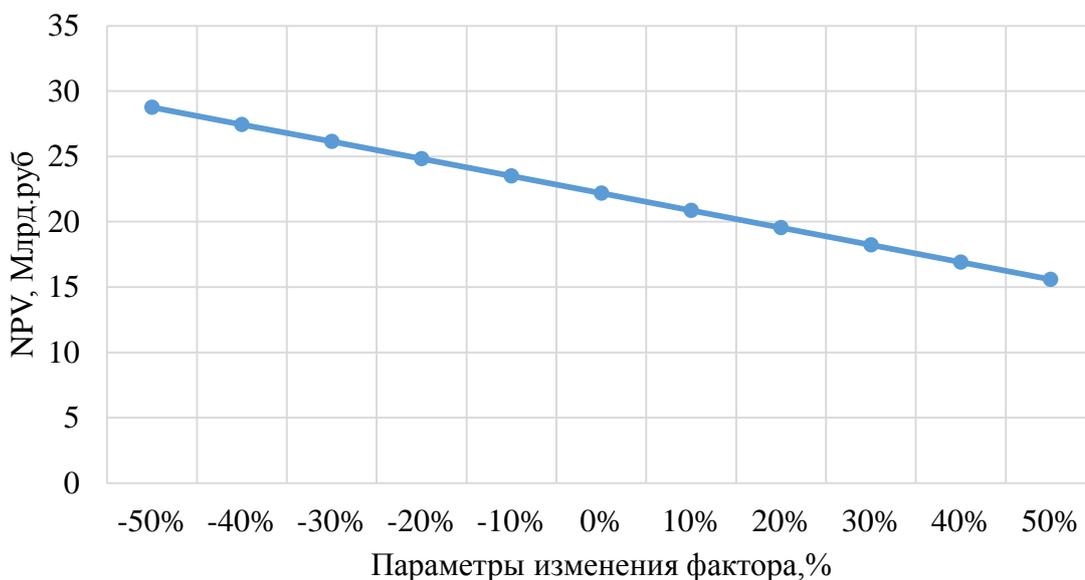


Рисунок 8.4 - Влияние изменения объема инвестиций на показатель NPV
Вывод: Увеличение объема инвестиций - уменьшение величины NPV.

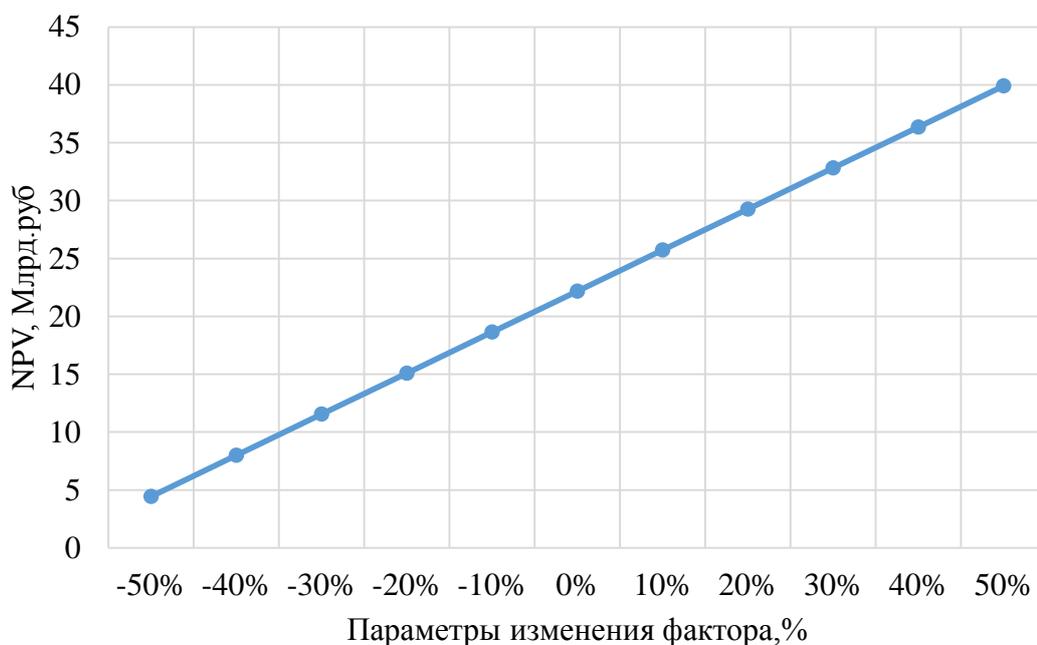


Рисунок 8.5 - Влияние изменения цены на показатель доходности

Вывод: Увеличение цены сбыта – увеличение величины NPV.

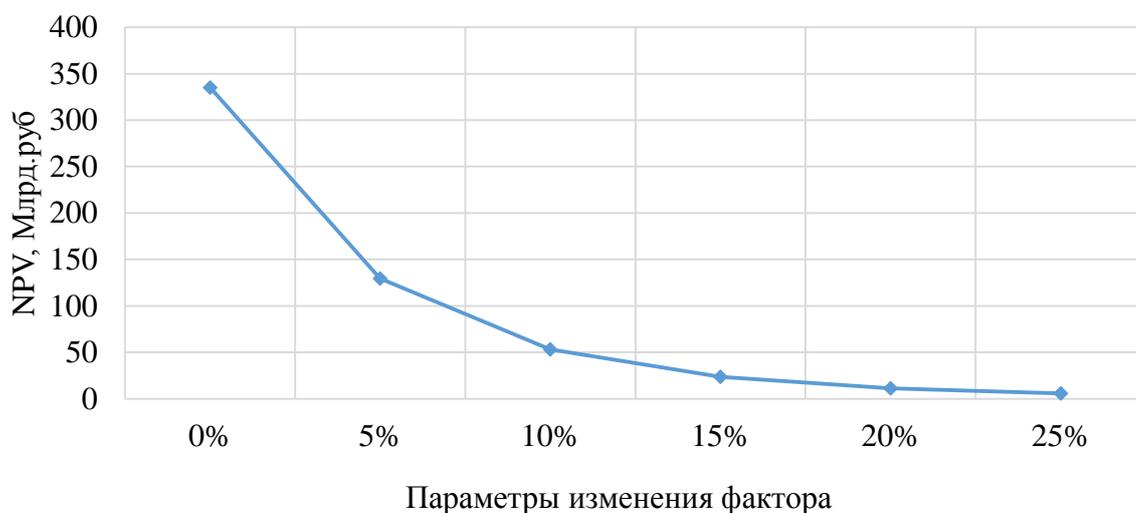


Рисунок 8.6 - Влияние изменения ставки дисконтирования на показатель доходности

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

9 Системы возбуждения гидрогенератора, особенности и конструктивное исполнение, электрические схемы, назначение узлов, методы контроля и системы измерений

Система возбуждения: Комплекс оборудования, устройств, аппаратов и сборных единиц, предназначенных для возбуждения автоматически регулируемым постоянным током турбогенераторов (гидрогенераторов, синхронных компенсаторов) в нормальных и аварийных режимах.

Возбудитель: Устройство, являющееся составной частью системы возбуждения и предназначенное для питания постоянным током обмотки возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора) и представляющее электрическую машину постоянного тока, либо полупроводниковый преобразователь в комплексе с источником питания переменного тока. Источником переменного тока могут быть электрическая машина переменного тока, трансформатор или сочетание ряда различных трансформаторов или дополнительная обмотка переменного тока в возбуждаемой машине, а также различные сочетания выше указанных источников питания.

Система возбуждения обеспечивает начальное возбуждение, холостой ход, включение в сеть методом точной ручной и автоматической синхронизации, работа в энергосистеме, форсирование возбуждения с заданной кратностью по напряжению и току при нарушениях в энергосистеме, вызывающих снижение напряжения на шинах станции, развозбуждение при нарушениях в энергосистеме, вызывающих увеличение напряжения на шинах станции, гашения поля в аварийных режимах при нормальном останове агрегата.

9.1 Основные типы систем возбуждения

Основные типы возбуждения представлены на рисунке 9.1

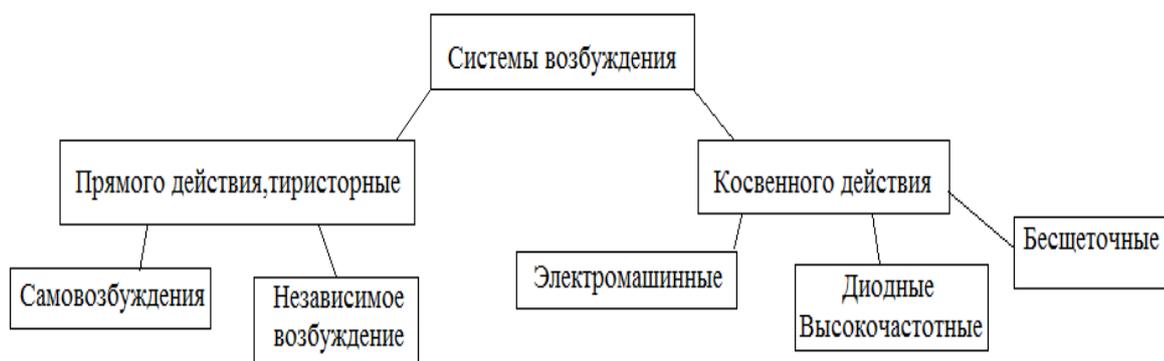


Рисунок 9.1-типы возбуждения

1. Прямого действия системы, когда применяются полупроводниковые тиристоры. Наиболее совершенная и быстродействующая.

2. Независимое возбуждение, основное достоинство – возбуждение СТ не зависит от режима Эл. Сети и поэтому является наиболее надежной.

Система независимого возбуждения: Система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), в которой возбудитель получает энергию от источника, не связанного с напряжением и током статора возбуждаемой синхронной машины или сети, на которую она работает;

3. Самовозбуждение - менее надежная, чем независимая, так как зависит от режима сети переменного тока, на которую она работает. Система самовозбуждения: Система возбуждения турбогенератора (гидрогенератора, синхронного компенсатора), возбудитель которой обеспечивает всю энергию возбуждения за счет использования энергии самой возбуждаемой синхронной машины или энергии сети, на которую работает эта машина;

4. Бесщеточные системы, когда обмотка возбуждения находится на неподвижном статоре, а трехфазная обмотка на роторе. Это так называемый обращенный синхронный генератор. Эта система предусмотрена для крупных машин с большими токами возбуждения.

5. Электромашинные системы, когда источником постоянного тока является электрическая машина постоянного тока - возбудитель, устанавливаемый на валу главного агрегата или устанавливаемый рядом с агрегатом в виде независимого двигателя-генератора с большой частотой вращения.

6. Вентильные системы, когда источником постоянного питания являются ртутные (ионные) или полупроводниковые вентили-выпрямители. Выпрямители питаются трехфазным током или от вспомогательного синхронного генератора, установленного на одном валу с главным генератором (система независимого возбуждения), или от выводов главного генератора, т. е. от главной схемы станции (система самовозбуждения).

Электромашинные и высокочастотные системы морально и физически устарели и не отвечают требованиям ГОСТ.

9.1.1 Производители систем возбуждения

В настоящее время хорошо зарекомендовали себя следующие отечественные производители систем возбуждения:

1. ОАО «Силовые машины» завод Электросила
2. ЗАО «Энергокомплект»
3. ОАО «СКБ ЭЦМ»
4. «НП ООО «Преобразовательная техника»
5. «НПП « Преобразователь-комплекс»
6. ЗАО «Плутон»
7. ООО НПО « Цифровые регуляторы»
8. НПП РУСЭЛПРОМ-Электромаш

9.2 Выбор системы возбуждения

Из выше перечисленных систем возбуждений были рассмотрены две системы: Система с независимым возбуждением и система самовозбуждения.

Анализируя эксплуатационный опыт двух крупнейших станций России, таких как Саяно-Шушенская ГЭС и Красноярская ГЭС, предположим, что на Станской ГЭС для питания обмотки возбуждения генераторов типа СВ-1436/200-64УХЛ4 будет использована двухгрупповая система независимого возбуждения СТН-510-1600-Х УХЛ4.

9.3 Система тиристорная с независимым возбуждением

Выбор силового оборудования СВ будет определяться параметрами возбуждения гидрогенератора СВ-1436/200-64УХЛ4, а так же с учетом опыта поставщика (Предполагается, что поставщиком будет ОАО «Силовые машины»).

В состав оборудования системы возбуждения ГГ входят:

Щит возбуждения включающий:

- Силовую секцию
- СУР-ГГ
- Тиристорную секцию

В состав оборудования системы возбуждения ВГ входят:

- Выпрямительный трансформатор ТВ

Щит возбуждения, включающий в себя:

- Секцию силовую
- Тиристорную секцию
- СУР-ВГ

9.3.1 Описание системы возбуждения главного генератора

Возбуждение ГГ осуществляется по статической тиристорной независимой схеме возбуждения (представлена на плакате №4).

Обмотка ротора ГГ через тиристорный выпрямитель получает питание от ВГ, расположенного на одном валу с ГГ.

Тиристорный выпрямитель ГГ выполнен с двумя группами тиристоров - рабочей и форсировочной, включенными параллельно на стороне постоянного тока.

ФГ питается от полного напряжения статора ВГ, РГ - от отпаек обмоток статора ВГ.

9.3.2 Назначение узлов системы возбуждения главного генератора

9.3.2.1 Тиристорный выпрямитель

Рабочая и форсировочная группы тиристорного выпрямителя выполнены по трехфазной мостовой полностью управляемой схеме.

Рабочая группа тиристорного выпрямителя состоит из нескольких мостов, соединенных параллельно по переменному и постоянному току.

Каждый единичный силовой мост содержит шесть тиристорных плеч. Каждое плечо моста содержит тиристор, быстродействующий предохранитель. В фазу каждого моста включен датчик тока.

Форсировочная группа тиристорного выпрямителя состоит из нескольких мостов соединенных параллельно по переменному и постоянному току.

Каждый единичный силовой мост содержит шесть тиристорных плеч. Каждое плечо моста содержит тиристор, быстродействующий предохранитель. В фазу каждого моста включен датчик тока.

Каждый тиристор обеих групп получает управляющие импульсы через блок устройства выходного (БУВ). Блок устройства выходного представляет собой импульсный трансформатор для передачи импульса управления на тиристор от системы управления.

Охлаждение тиристорov выпрямителя может быть принудительное воздушное, естественное воздушное или дистиллированной водой (Все будет определено заводом-изготовителем). Контроль теплового состояния тиристорov выполняется датчиками температуры.

Выпрямитель обеспечивает все режимы работы системы возбуждения без ограничений, включая форсировку при отказе одного (любого) моста в одной или в обеих одновременно группах.

При отказе форсировочной группы рабочая группа с полным числом мостов обеспечивает номинальный ток системы возбуждения с запретом форсировки.

При отказе рабочей группы форсировочная группа с полным числом мостов обеспечивает номинальный ток гидрогенератора и форсировку возбуждения.

При отказе рабочей группы форсировочная группа без одного моста обеспечивает ток гидрогенератора с запретом форсировки.

В случае если в рабочей группе вышли два моста, а форсировочная с полным числом мостов, рабочая группа выводится из работы, выполняется переход на работу с одной форсировочной группой.

В случае если в форсировочной группе вышли два моста, а рабочая с полным числом мостов, форсировочная группа выводится из работы, выполняется переход на работу с одной рабочей группой.

При отказе двух (любых) мостов при работе на одной рабочей группе производится аварийное гашение поля ротора главного и вспомогательного

генераторов отключением автомата гашения поля (установлен в силовой секции щита возбуждения вспомогательного генератора).

При отказе двух (любых) мостов при работе на одной форсировочной группе производится аварийное гашение поля ротора главного и вспомогательного генераторов отключением автомата гашения поля.

Вывод из работы тиристорного моста или всей группы выполняется съемом импульсов с тириستоров.

Обе группы тиристорного выпрямителя установлены в тиристорной секции щита возбуждения главного генератора.

Регулирование выпрямленного напряжения на обмотке возбуждения осуществляется за счет изменения угла управления тиристорами под действием системы управления и регулирования. Система управления и регулирования расположена в секции управления и регулирования щита возбуждения.

Система управления и регулирования состоит из двух независимых микропроцессорных каналов регулирования АРВ1-ГГ, АРВ2-ГГ и панели управления с сенсорным дисплеем. Каждый канал содержит автоматический регулятор возбуждения и систему импульсно-фазового управления.

Нормально каждый канал работает как регулятор напряжения на выводах генератора в автоматическом режиме. В случае необходимости любой канал можно перевести в режим регулирования тока возбуждения.

Каждый канал оснащен собственной автономной системой электропитания, работающей как от собственных нужд системы возбуждения (переменного тока), так и от стационарной аккумуляторной батареи (постоянного тока).

Активным может быть любой канал. Пассивный канал работает во всех режимах как следящий для обеспечения плавного перехода при переключении каналов с сохранением рабочей точки возбуждения генератора.

Канал, находящийся в резерве, контролирует исправность активного регулятора. При этом каждый регулятор выполняет программу самотестирования.

Переключение на резервный канал производится автоматически при отказе работающего канала, а также вручную по командам оператора или вручную с панели местного управления.

Каждый из каналов снабжен собственной программно-реализованной системой импульсно-фазового управления тиристорами рабочей и форсировочной групп (один генерирует импульсы, другой находится в "горячем резерве"). Система импульсно-фазового управления формирует управляющие импульсы с требуемыми параметрами и фазой относительно напряжения питания тиристорного выпрямителя (угол регулирования).

Сформированные регулятором импульсы проходят через устройство электронного деления токов тиристоров, усиливаются по мощности и подаются на импульсные трансформаторы, установленные непосредственно вблизи тиристоров.

Настройка взаимных углов управления определяется настройкой линейности характеристики управления при совместной работе обеих групп тиристорного выпрямителя.

Режим форсирования возбуждения обеспечивается при полном открытии тиристоров.

Развозбуждение и гашение поля ротора генератора происходят при переводе тиристорного выпрямителя в инверторный режим с углом управления.

Секция управления и регулирования оснащена общим для двух каналов пультом местного управления с встраиваемым промышленным компьютером и сенсорным дисплеем.

Пульт местного управления выполняет следующие функции:

- отображение на экране дисплея текущих значений токов тиристоров;
- отображение на экране дисплея параметров возбуждения;
- отображение на экране дисплея состояния генератора;
- хранение информации о неисправностях в системе возбуждения и о срабатывании защит с указанием времени и даты их возникновения.

Каждый из двух независимых микропроцессорных каналов регулирования АРВ1-ГГ и АРВ2-ГГ выполняет следующие функции:

- формирование текстовых сообщений о неисправностях в системе возбуждения;
- контроль исправности тиристорного выпрямителя;
- контроль срабатывания защит системы возбуждения и агрегата;
- диагностика состояния оборудования системы возбуждения;
- контроль исправности источников питания и состояния автоматических выключателей;
- прием внешних релейных сигналов;
- формирование внешних релейных сигналов о состоянии системы возбуждения.

9.3.2.2 Гашение поля

В нормальных и аварийных режимах гашение поля ротора ГГ выполняется переводом тиристорного выпрямителя в режим инвертора с последующим гашением поля ротора вспомогательного генератора.

В аварийных режимах, связанных с одновременной неисправностью рабочей и форсировочной групп тиристорного выпрямителя, с отказом обоих каналов регулирования АРВ1-ГГ и АРВ2-ГГ, а также в случае неуспешного гашения, гашение поля ротора главного генератора выполняется за счет гашения поля вспомогательного генератора отключением выключателя гашения поля, установленного в цепях возбуждения вспомогательного генератора, и переводом тиристорного выпрямителя в инверторный режим.

9.3.2.3 Защита от перенапряжений

Обмотка возбуждения и присоединенное к ней оборудование системы возбуждения защищены от перенапряжений разрядником, установленным параллельно обмотке ротора. Разрядник представляет собой два встречновключенных тиристора с системой их управления и датчиком перенапряжения. Включение каждого тиристора фиксируется датчиком тока, при этом обмотка ротора шунтируется контакторами. После исчезновения перенапряжения схема восстанавливается и обеспечивается нормальная работа системы возбуждения

Защита тиристорного выпрямителя от коммутационных перенапряжений выполняется RC-цепями.

9.3.2.4 Цепи собственных нужд главного генератора

Для нормальной работы системы возбуждения ГГ обеспечивается питание ее элементов напряжением переменного тока от собственных нужд системы возбуждения (трансформаторы Т1-ГГ и Т2-ГГ) и от шин собственных нужд ГЭС. а также напряжением постоянного тока от аккумуляторной батареи ГЭС.

9.3.3 Назначение узлов системы возбуждения вспомогательного генератора

Система возбуждения вспомогательного генератора выполнена по схеме самовозбуждения с питанием тиристорного выпрямителя от отпаек статора вспомогательного генератора через трансформатор выпрямительный. Схема представлена на плакате №5.

9.3.3.1 Выпрямительный трансформатор

Выпрямительный трансформатор - трехфазный, первичная обмотка трансформатора подключена на отпайку статора вспомогательного генератора. Вторичное напряжение трансформатора обеспечивает требуемый уровень напряжении возбуждения вспомогательного генератора при форсировке.

Параметры выпрямительного трансформатора будут определены заводом изготовителем.

9.3.3.2 Тиристорный выпрямитель

Выпрямление тока осуществляется тиристорным выпрямителем, выполненным по трехфазной мостовой полностью управляемой схеме.

Тиристорный выпрямитель вспомогательного генератора содержит два трехфазных полностью управляемых моста. Оба моста включены параллельно

как на стороне постоянного тока, так и на стороне переменного тока. Каждый мост имеет разъединители на стороне постоянного и переменного токов.

Каждый единичный силовой мост содержит шесть тиристорных плеч. Каждый плечо моста содержит тиристор, быстродействующий предохранитель.

Каждый тиристор получает управляющие импульсы через блок устройства выходного. Блок устройства выходного представляет собой импульсный трансформатор для передачи импульса управления на тиристор от системы управления.

Выпрямитель обеспечивает все режимы работы системы возбуждения без ограничений при отказе одного (любого) из каналов. При отказе обоих каналов производится гашение поля ротора автоматом гашения поля.

Охлаждение тиристорov выпрямителя может быть принудительное воздушное, естественное воздушное или дистиллированной водой (Все будет определено заводом-изготовителем). Контроль теплового состояния тиристорov выполняется датчиками температуры.

Тиристорный выпрямитель встроен в тиристорную секцию ВГ щита возбуждения вспомогательного генератора.

9.3.3.3 Секция управления и регулирования ВГ

Регулирование выпрямленного напряжения на обмотке возбуждения осуществляется за счет изменения угла управления тиристорами под действием системы управления и регулирования. Система управления и регулирования расположена в секции управления и регулирования щита возбуждения.

Система управления и регулирования состоит из двух независимых микропроцессорных каналов регулирования АРВ1-ВГ, АРВ2-ВГ и панели управления с сенсорным дисплеем. Каждый мост тиристорного выпрямителя имеет свой канал регулятора возбуждения и свой формирователь импульсов. Каждый канал содержит автоматический регулятор возбуждения и систему импульсно-фазового управления.

Канал АРВ1-ВГ с тиристорным мостом образуют автономный преобразовательно – регулирующий канал и канал АРВ2-ВГ с тиристорным мостом образуют автономный преобразовательно-регулирующий канал.

Каждый канал регулирования работает как регулятор напряжения на выводах генератора в автоматическом режиме. Каждый канал оснащен собственной автономной системой электропитания, работающей как от собственных нужд системы возбуждения, так и от стационарной аккумуляторной батареи.

Активным может быть любой канал. Пассивный канал работает во всех режимах как следящий для обеспечения плавного перехода при переключении каналов с сохранением рабочей точки возбуждения генератора.

Канал, находящийся в резерве, контролирует исправность активного регулятора. При этом каждый регулятор выполняет программу самотестирования.

Переключение на резервный канал производится автоматически при отказе работающего канала или вручную по командам оператора или вручную переключателем с панели местного управления.

Каждый из каналов снабжен собственной системой импульсно-фазового управления тиристорами. Система импульсно-фазового управления формирует управляющие импульсы с требуемыми параметрами и фазой относительно напряжения питания тиристорного выпрямителя (угол регулирования) в диапазонах.

Режим форсирования возбуждения обеспечивается при полном открытии тиристорov (угол управления α составляет от α_{\min} до срабатывания ограничения по току ротора).

Развозбуждение и гашение поля ротора генератора происходят при переводе тиристорного выпрямителя в инверторный режим.

Секция управления и регулирования оснащена общим для двух каналов пультом местного управления с встраиваемым промышленным компьютером и сенсорным дисплеем. Пульт местного управления выполняет следующие функции:

- отображение на экране дисплея текущих значений токов тиристорov;
- отображение на экране дисплея параметров возбуждения;
- отображение на экране дисплея состояния генератора;
- хранение информации о неисправностях в системе возбуждения и о срабатывании защит с указанием времени и даты их возникновения.

Каждый из двух независимых микропроцессорных каналов регулирования АРВ1-ВГ и АРВ2-ВГ выполняет следующие функции:

- формирование текстовых сообщений о неисправностях в системе возбуждения;
- контроль исправности тиристорного выпрямителя;
- контроль срабатывания защит системы возбуждения и агрегата;
- диагностика состояния оборудования системы возбуждения;
- контроль исправности источников питания и состояния автоматических выключателей;

9.3.3.4 Начальное возбуждение ВГ

Начальное возбуждение генератора выполняется при достижении агрегатом скорости вращения, равной 95 % номинальной, за счет кратковременной подачи в обмотку возбуждения тока от собственных нужд ГЭС 0,4 кВ переменного тока или, при отсутствии 0,4 кВ переменного тока, от аккумуляторной батареи ГЭС 220 В постоянного тока. Необходимая величина напряжения на статоре генератора ВГ для начала развития процесса самовозбуждения составляет не менее 5% номинального, что обеспечивается током цепи начального возбуждения.

В случае начального возбуждения от собственных нужд ГЭС 0,4 кВ, 50 Гц выпрямление тока выполняется диодным мостом VD1 с номинальными параметрами.

В случае неуспешного начального возбуждения ВГ командой от СУР-ВГ отключается АГП.

Управление аппаратурой начального возбуждения (контакты КМ1-КМ4) осуществляется регуляторами ВГ.

При достижении напряжением статора ВГ величины более 80 % номинального, от СУР - ВГ на СУР - ГГ подается команда на возбуждение главного генератора.

Если за заданное время после подачи команды на возбуждение ГГ напряжение статора главного генератора не достигло заданной величины, регулятор АРВ-ГГ формирует сигнал о неуспешном начальном возбуждении ГГ и выпрямители главного и вспомогательного генераторов переводятся в инверторный режим.

9.3.3.5 Гашение поля

В нормальных режимах гашение поля ротора ВГ выполняется переводом тиристорного выпрямителя в режим инвертора после гашения поля ротора главного генератора.

В аварийных режимах, связанных с неисправностью оборудования главного и вспомогательного генераторов, гашение поля ротора выполняется переводом тиристорного выпрямителя в инверторный режим (сначала гасится главный, затем вспомогательный) и отключается выключатель гашения поля АГП, установленный в положительном полюсе ротора ВГ.

В аварийных режимах, связанных со снижением напряжения статора ВГ, неуспешном инвертировании ВГ, а также в аварийных режимах, связанных с определенными неисправностями оборудования системы возбуждения главного генератора, гашение поля ГГ и ВГ осуществляется за счет отключения выключателя гашения поля АГП.

9.3.3.6 Защита от перенапряжений

Защита тиристорного выпрямителя от коммутационных перенапряжений выполняется внешними РС-цепями, включенными на фазы А, В, С питания тиристорного выпрямителя.

9.3.3.7 Цепи собственных нужд вспомогательного генератора

Для нормальной работы системы возбуждения ВГ обеспечивается питание ее элементов напряжением переменного тока от собственных нужд системы возбуждения и от шин собственных нужд ГЭС, а также напряжением постоянного тока от аккумуляторной батареи ГЭС.

9.4 Методы контроля

Оборудование системы возбуждения не требует непрерывного надзора, рабочий режим генератора поддерживается автоматически.

Необходимо производить периодический осмотр СВ.

9.5 Список используемых сокращений

СГ – синхронный генератор

СВ – система возбуждения

ГГ– главный генератор

ВГ – вспомогательный генератор

СУР – секция управления и регулирования

РГ– рабочая группа

ФГ– форсировочная группа

АРВ – автоматический регулятор напряжения

БУВ – блок устройства выходного

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На начальном этапе проектирования, используя исходные данные, были произведены водно-энергетические расчеты, в результате которых получена установленная мощность Станской ГЭС – 705 МВт, а также зона ее работы на суточных графиках нагрузки. Также при расчете регулирования стока были определены:

- отметка УМО – 89м (при заданной отметке НПУ – 107 м);
- полезный объем водохранилища – 10,4 км³ (при заданном полном объеме – 19,5 км³);
- среднегогодовая выработка электроэнергии Станской ГЭС равна 3,88 млрд. кВт·ч.

Далее были спроектированы основные сооружения гидроузла. Станская 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.

Общая длина плотины по гребню 1080 м, максимальная высота сооружений 68 м (ширина подошвы 46,6 м., ширина по гребню 19,5 м.). Сопряжение бьефов осуществляется посредством отлета струи. Для снижения противодействия устроены цементационная завеса глубиной 34,2 м и дренажные скважины глубиной 17,1 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 1,38, что допустимо для I класса сооружений. Таким образом, плотина удовлетворяет условиям прочности и устойчивости.

При выборе основного гидросилового оборудования рассматривались два варианта турбин: ПЛД60-В60 и ПЛ60-В. В результате расчета был определен оптимальный вариант с тремя поворотно-лопастными турбинами номинальным диаметром 8,5 м (ПЛ60-В-8,5), работающими при напорах: максимальный – 54,0 м.; расчетный – 42,8 м.; минимальный – 35,5 м.

Для принятой турбины с синхронной частотой вращения 93,8 об/мин был подобран синхронный вертикальный гидрогенератор СВ-1436/200-64УХЛ4, номинальной активной мощностью 235 МВт и полной мощностью $S=261$ МВА. Номинальное напряжение генератора $U_{г}=15,75$ 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 – 315000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ – 6300/15. Генераторный комплекс фирмы «Электроаппарат» КАГ-20.

Вся генерируемая на станции мощность передается по 6 отходящим ЛЭП 220 кВ, длиной 150 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 – 0,21 коп/кВт·ч.

Строительство Станской ГЭС позволит:

-снизить имеющийся дефицит мощности в энергосистеме;

-увеличить вытеснение мощностей тепловых станций;

-создать благоприятные условия для развития экономики.

Таким образом, строительство Станской 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.nbges.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. – 147 с.

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. Крючкова 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-oborudovaniya-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. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» (№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г).
36. 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/>.
37. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2012 №62 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037 гг.»
38. 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчетный гидрологический ряд р. Учур с 1936-2013 гг.

Таблица А.1-Расчетный гидрологический ряд р. Учур с 1936-2013 гг в м³/с

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1936	1091	1024	920	939	2350	1546	1430	1396	1267	1017	837	679
1937	776	729	655	935	2067	1748	1065	724	684	565	595	483
1938	798	750	674	927	1682	1680	908	837	838	602	617	497
1939	868	787	732	943	1819	1483	1043	935	921	748	666	540
1940	1046	982	882	976	1499	1321	1484	1620	1078	631	802	651
1941	1013	951	854	1012	2024	1715	1111	1439	1158	894	777	630
1942	917	861	773	1035	2319	1453	1026	1075	1127	750	703	571
1943	870	789	734	1141	2559	1671	1088	967	934	683	667	541
1944	856	804	722	808	1343	2615	1155	925	842	645	644	533
1945	886	832	748	762	1596	1290	1009	1051	967	741	680	552
1946	901	846	760	737	1498	1329	1293	1011	789	768	691	560
1947	1001	907	844	1481	1978	2067	1474	1178	1042	818	768	623
1948	856	803	722	802	1910	1732	1005	1030	869	661	656	533
1949	909	854	767	818	1272	2082	1395	1035	850	623	697	566
1950	905	850	763	956	1477	2065	1514	958	796	613	694	563
1951	854	774	720	875	2236	1700	1157	894	799	702	655	531
1952	888	834	749	910	1793	1967	1171	951	880	782	682	553
1953	1003	942	846	1354	1788	2080	1430	1339	937	827	769	624
1954	880	827	743	1522	1058	1591	936	1022	988	783	676	548
1955	901	816	760	1011	1923	1085	1118	1106	904	741	691	560
1956	899	844	758	1299	2116	1662	1177	1043	991	652	689	559
1957	868	816	732	764	1391	1424	1027	928	946	747	666	540
1958	902	848	761	635	1884	1983	1111	988	1045	735	694	562
1959	950	872	804	1510	1289	2173	1118	995	846	807	1031	640
1960	1092	986	875	1511	1235	2190	1405	1280	1085	952	1236	657
1961	981	933	954	1110	1915	1450	1077	947	1128	841	839	674
1962	894	807	747	1013	1660	1239	1214	1179	1008	757	788	536
1963	954	816	729	758	2213	2047	1063	1026	666	731	691	631
1964	1117	1026	953	1104	1463	2475	1834	1404	1123	865	857	703

Продолжение приложения А.

Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1965	1022	866	801	2628	2497	1640	1303	1354	1081	1044	1042	690
1966	1037	1068	1000	2011	2012	1901	1563	1234	1224	880	1136	698
1967	785	699	637	1442	1997	1432	1492	1093	885	653	772	521
1968	1092	951	948	1160	1600	1550	1246	945	1013	800	787	747
1969	1061	933	851	993	2479	2665	1556	1382	1070	800	897	605
1970	834	788	718	1523	1590	1643	1409	1133	836	702	686	583
1971	743	724	712	1148	1472	1244	879	736	734	580	499	511
1972	925	734	681	2069	1682	1552	1105	1174	1060	800	605	611
1973	958	836	761	1033	1715	917	820	862	778	658	981	676
1974	971	847	751	2378	1461	1628	1251	1199	1311	926	771	575
1975	937	890	782	1264	1978	1154	967	1090	1186	762	609	692
1976	901	866	768	1450	1375	1608	1326	1216	1088	878	734	738
1977	1064	1034	928	901	1773	1336	1277	1163	1124	779	752	653
1978	986	888	797	859	2102	1802	1013	855	1102	780	631	627
1979	942	904	815	951	2451	1648	1014	1072	976	684	682	543
1980	1225	1109	946	1855	1878	1978	1864	1340	1087	944	747	811
1981	938	780	726	724	1944	1465	1111	1056	807	594	481	586
1982	840	711	680	917	1119	1785	1492	1250	1018	715	860	519
1983	888	795	701	966	1971	1777	1262	1018	988	920	721	494
1984	839	759	619	902	1723	1565	1120	911	1066	793	721	517
1985	960	859	756	949	1378	1714	867	913	1089	773	738	587
1986	783	762	717	1089	1742	1917	1200	982	749	576	476	606
1987	996	882	867	1122	1740	2190	1320	883	899	643	462	690
1988	1059	1038	930	2223	1780	1710	1350	1390	1030	730	516	640
1989	1050	991	1007	1594	1910	1880	1300	1040	1016	788	814	677
1990	1058	1057	1008	1152	2230	1468	1235	925	733	638	671	791
1991	1091	911	778	1063	1521	1642	1228	932	825	630	610	579
1992	1301	1188	1165	1711	1925	1379	895	824	923	598	559	703
1993	1196	977	979	1259	2256	1384	240	888	1025	735	851	689
1994	1025	741	1117	2055	2509	2602	1474	1361	852	621	558	733
1995	881	969	1040	2206	2061	1388	1282	1366	951	663	562	795
1996	864	776	745	1582	1626	1182	886	916	833	580	343	653
1997	1000	888	450	1888	2354	2083	848	857	818	641	789	618
1998	1071	1003	1050	1790	2114	2002	1240	1156	856	736	638	632
1999	1052	1067	1061	2204	1891	1230	1240	1255	884	670	976	594
2000	778	799	907	1230	1644	1660	1437	975	832	561	462	485
2001	487	766	1255	2365	2124	2644	1335	1068	891	659	807	587

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
2002	766	1057	824	1755	1735	1549	851	711	724	641	787	642
2003	1086	837	1403	1314	2137	2010	1100	891	889	669	783	762
2004	825	347	612	1665	1531	1234	1051	1064	654	501	625	659
2005	847	569	287	1220	1929	1720	1090	899	776	587	1189	926
2006	492	797	549	913	2008	1652	796	983	525	288	755	208
2007	954	1050	917	1402	2325	1366	704	536	615	521	1069	383
2008	680	1157	1041	2687	2587	1725	971	1372	755	500	561	1287
2009	945	804	928	2637	1648	952	745	833	781	516	478	450
2010	918	879	884	900	1945	1645	1063	994	830	618	702	663
2011	918	879	885	845	1947	1644	1060	992	827	615	702	664
2012	917	879	887	790	1949	1642	1057	990	825	613	701	665
2013	917	879	888	735	1952	1641	1054	988	822	610	701	666

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ60-В с рабочей зоной для диаметра 8,5 м

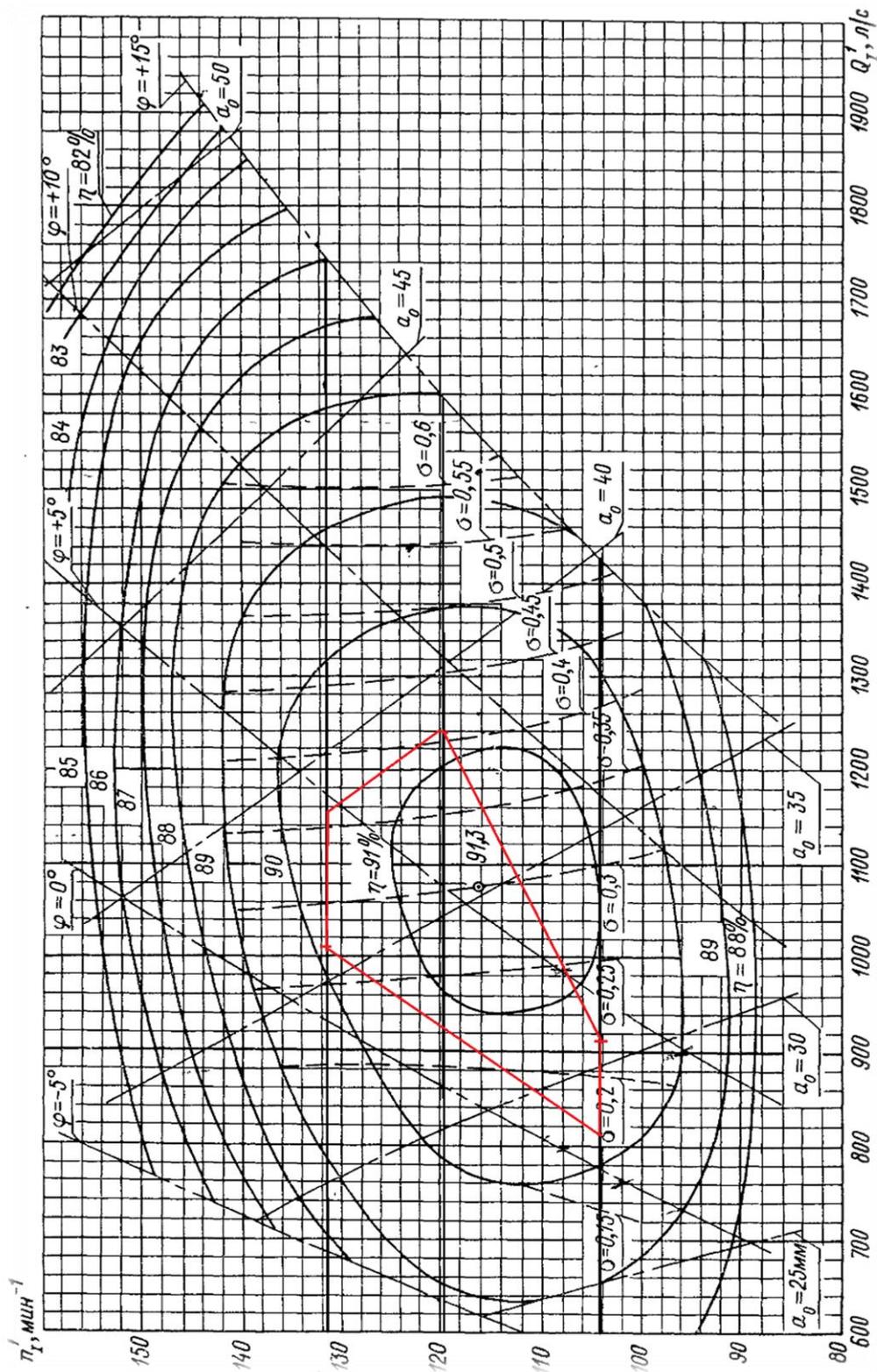


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика турбины ПЛ60 В для диаметра 8,5 м

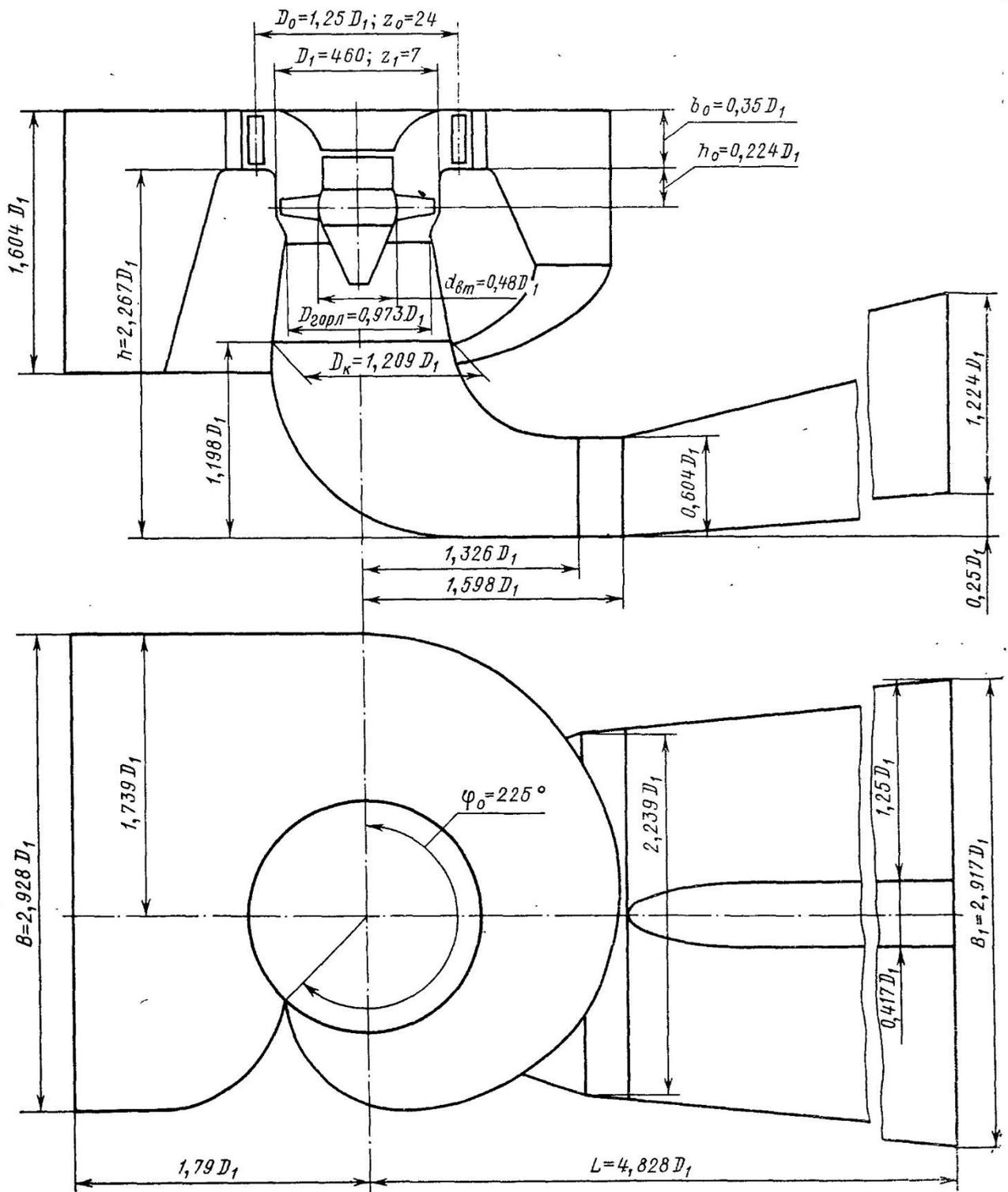
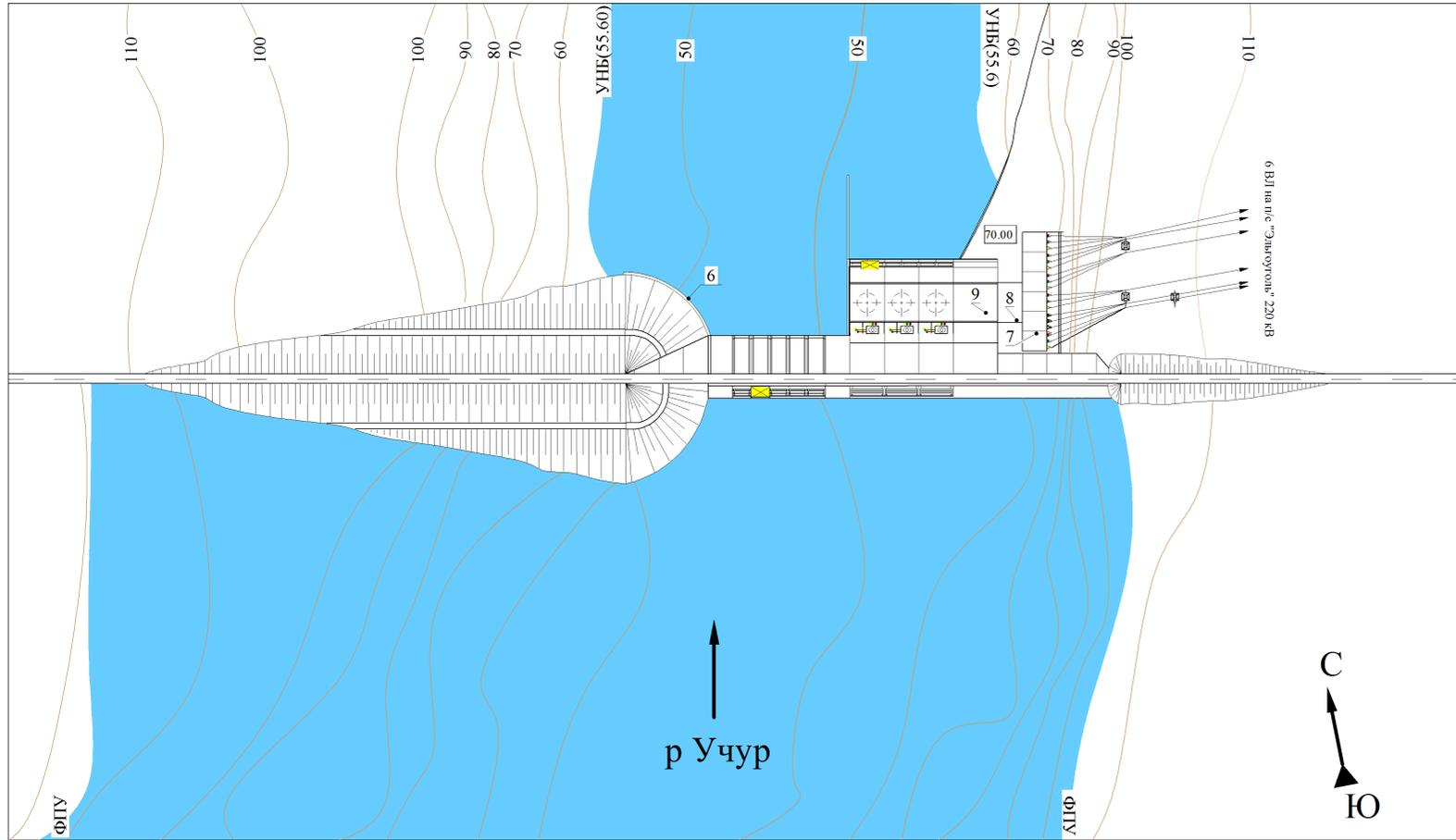


Рисунок Б.2 – Проточная часть гидротурбины ПЛ60-В

Генеральный план

1:2000



Экспликация зданий и сооружений

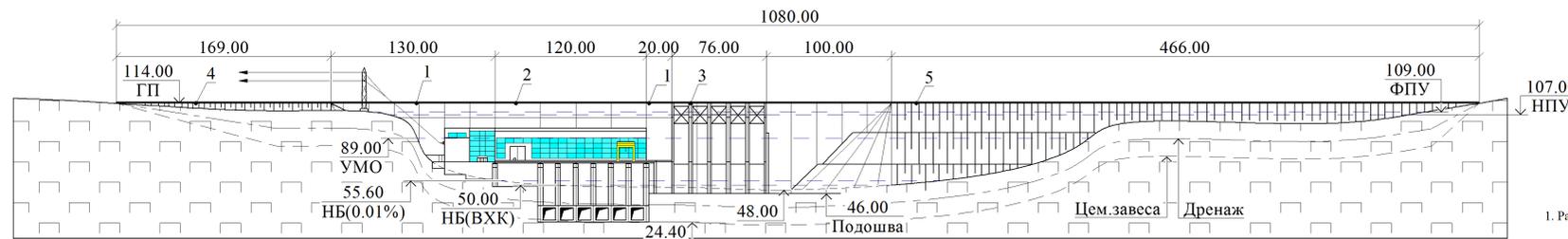
№	Наименование
1	Глухие бетонные вставки
2	Здание ГЭС
3	Водобросная бетонная плотина
4	Правобережная грунтовая плотина
5	Левобережная грунтовая плотина
6	Сопрягающий устой
7	Здание КРУЭ 220 кВ.
8	Производственно-технологический корпус
9	Монтажная площадка

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР - 13.03.02.06 - 1106580 - ГП	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа
		Ведомость состава проекта
2	ВКР - 13.03.02.06 - 1106580 - ГР1	Поперечный разрез станционной части.
		Основные характеристики гидроагрегатов
3	ВКР - 13.03.02.06 - 1106580 - ГР2	Водосливная плотина. Разрез по оси лотка.
		Фрагмент плана
4	ВКР - 13.03.02.06 - 1106580 - РР	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок
5	ВКР - 13.03.02.06 - 1106580 - ЭЗ	Главная схема электрических соединений
6	ДП - 13.03.02.06 - 1106580 - ПЗ	Пояснительная записка

Вид с нижнего бьефа

1:2000



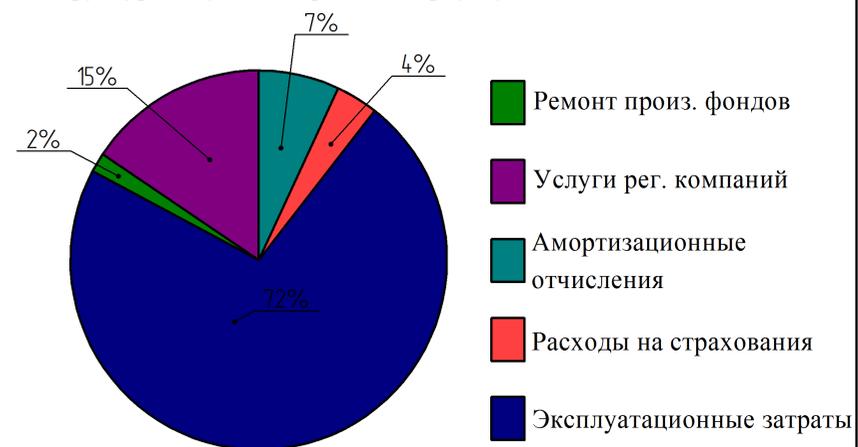
1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02 - 1106580 - ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Выгода	Проектирование Станской ГЭС Стация			
Пров.	Дыбина	на реке Учур			
Т. контр.	Каваленца	-	1	1	
Н. контр.	Кириченко	Генеральный план. Вид с НБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта			
УТВ.	Татарников	ГГЭЭС, 2016			
Копировал			Формат А1		

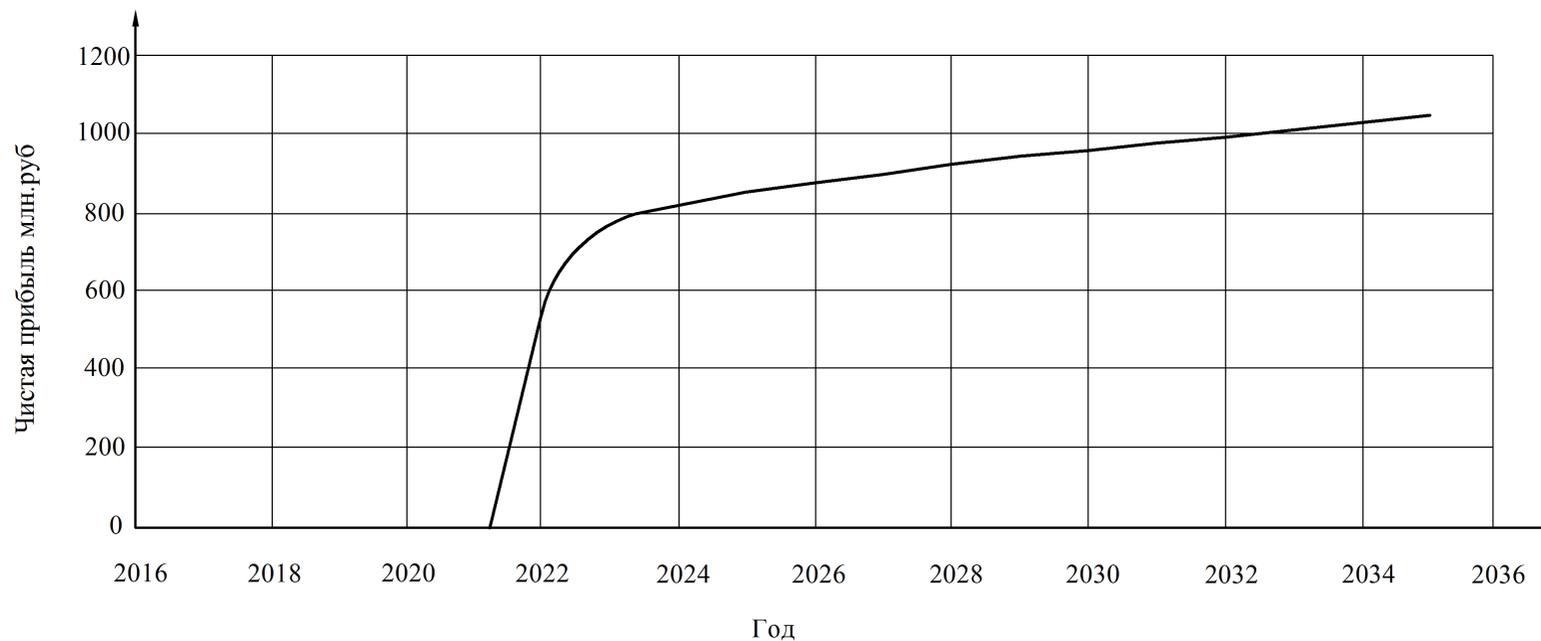
Основные технико-экономические показатели Станской ГЭС

Год начала реализации проекта	2016
Период окупаемости (РВ)	6,5 лет
Себестоимость электроэнергии	0,61 коп./кВт*Ч.
Удельные капиталовложения	2549,5 руб./кВт.
Проектная стоимость строительства (в ценах 2016 г.)	22687 млн.руб.
Ставка дисконтирования	15%
Индекс прибыльности (PI)	4,1
Чистый приведённый доход (NPV)	25940,3 млн.руб.

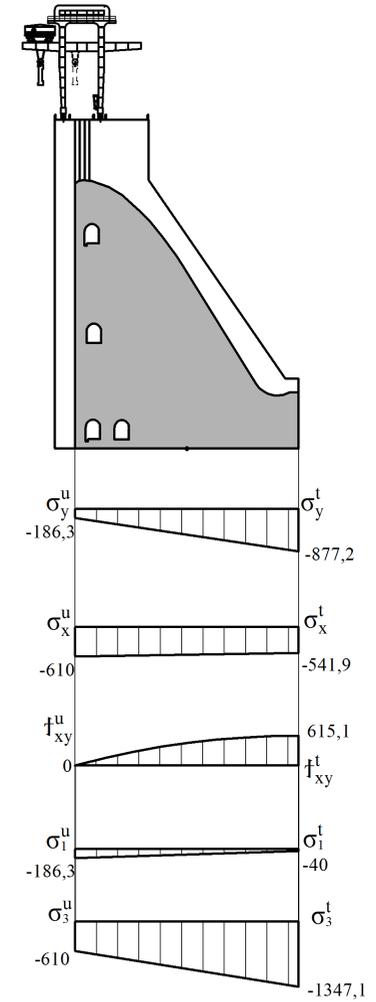
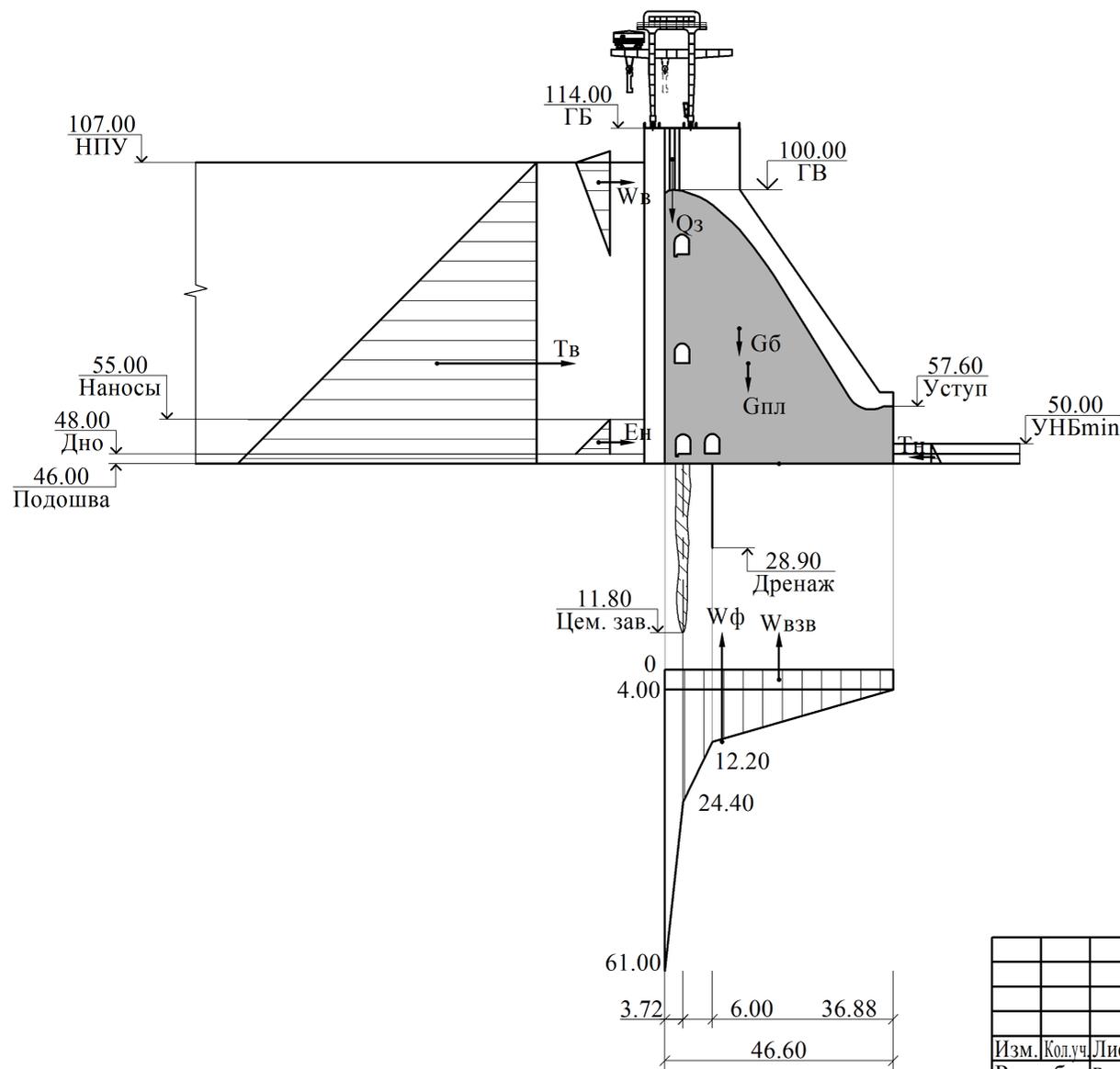
Структура текущих затрат по гидроузлу



Годовая прибыль



Нагрузки основного сочетания



Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инва. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инва. № подл.

ВКР-13.03.02 - 1106580 - РР

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Выгода				
Пров.	Лыбина				
Т.контр.	Казанцева				
Н.контр.	Кириченко				
Утв.	Татарников				

Проектирование Станской ГЭС на реке Учур

Стадия	Лист	Листов
-	1	1

Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок

ГГЭЭС, 2016

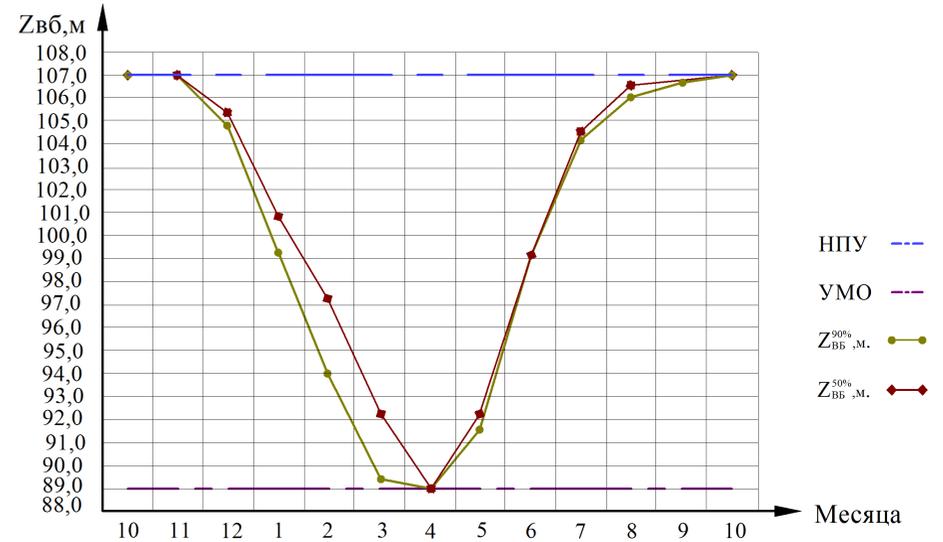
Копировал

Формат А3

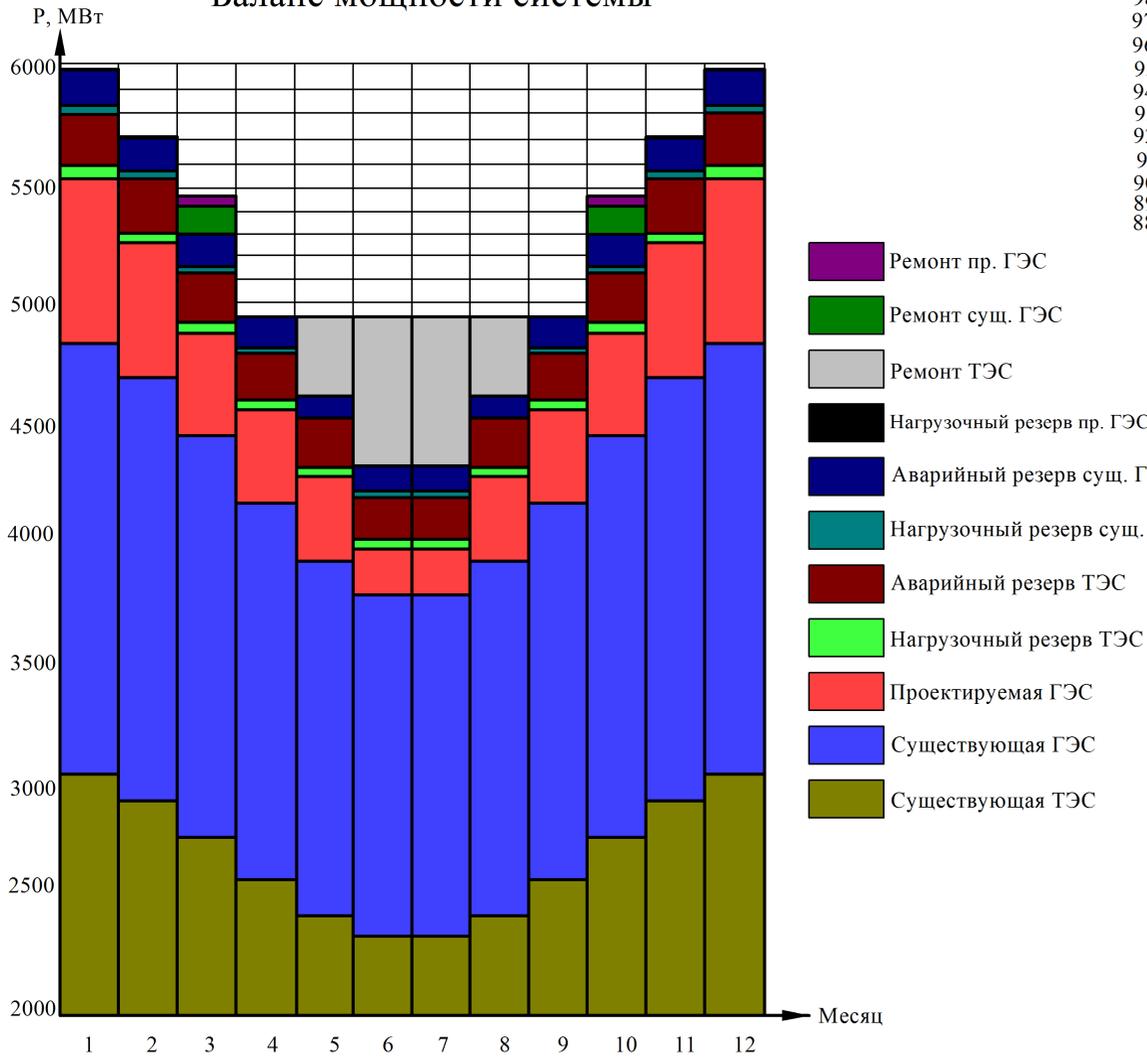
Выбор установленной мощности Станской ГЭС

Гарантированная мощность	694 МВт.
Установленная мощность	705 МВт.
Среднегодовая выработка	3,88 млрд. кВт*ч.

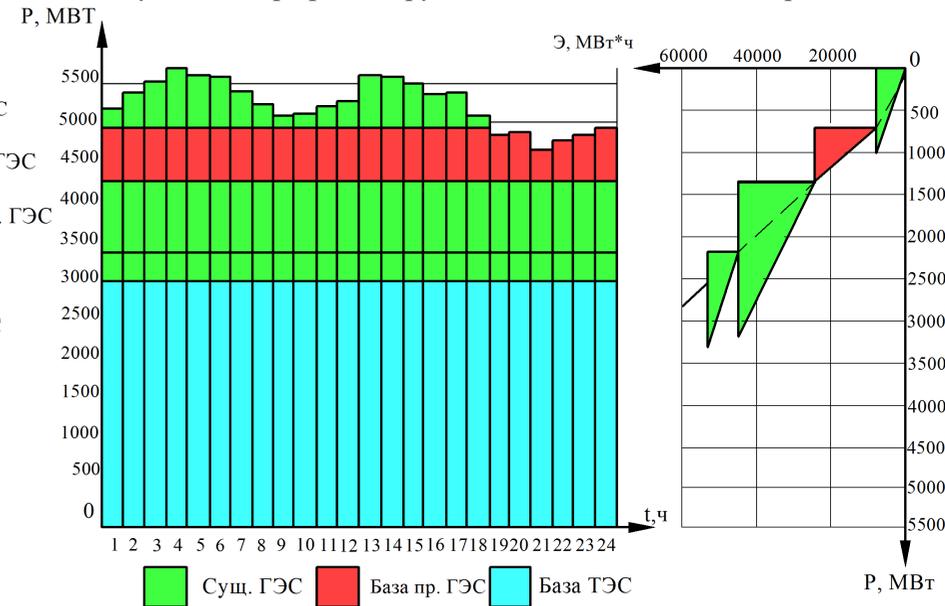
График сработки-наполнения Станского водохранилища



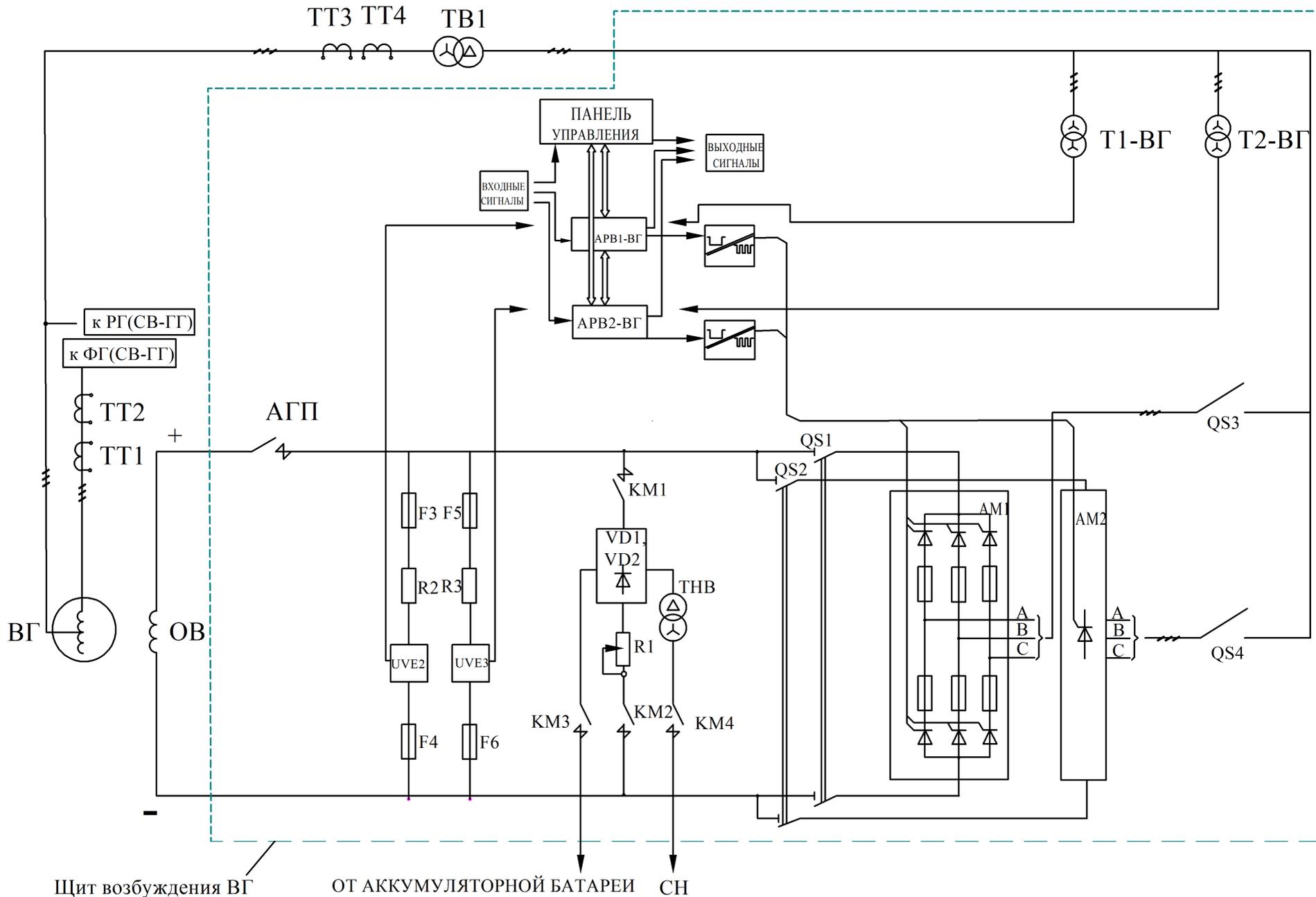
Баланс мощности системы



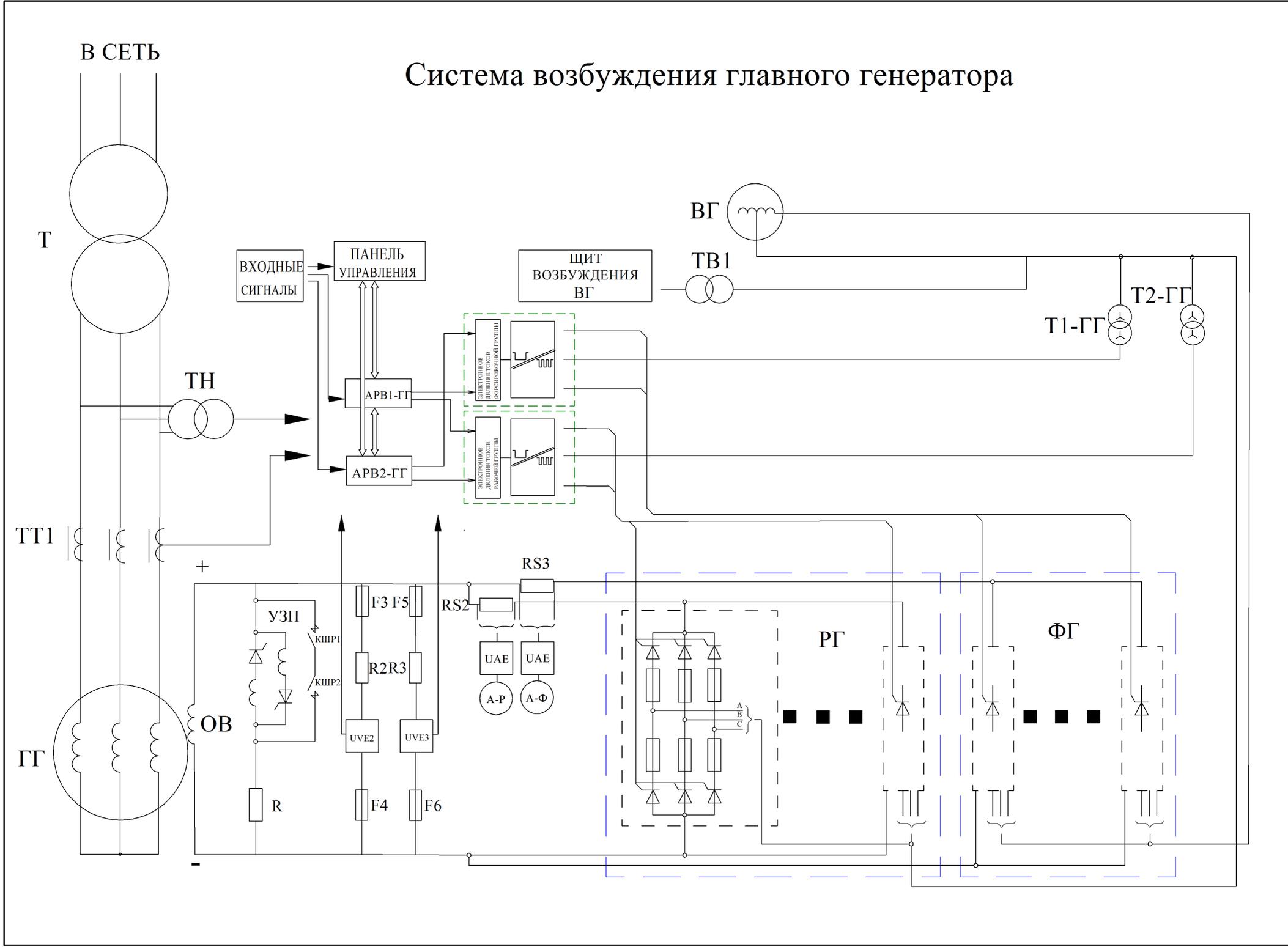
Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода



Система возбуждения вспомогательного генератора

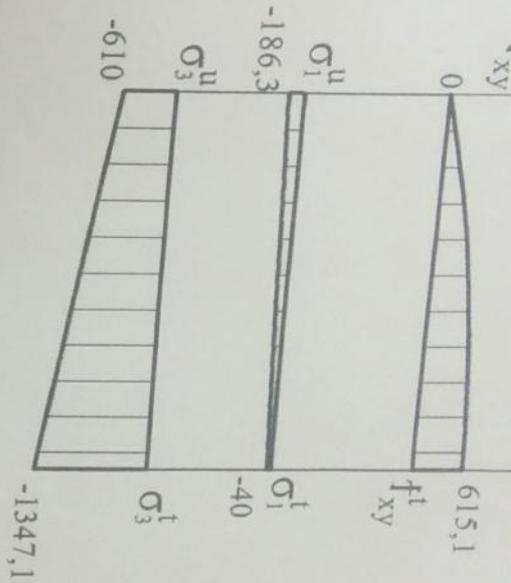


Система возбуждения главного генератора



Инва.№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инва. № дубл.	Подп. и дата	Справ. №	Перв. примен.	Поз.	Наименование	Кол.	Примечание	
							1	Синхронный генератор СВ-1436/200-64	3		
2	Генераторный комплекс КАГ-20	3									
3	Трансформатор ТДЦ-315000/220 УХЛ4	3									
4	Воздушная линия АС 240/60	6									
5	ОПН 220 кВ КРУЭ ЯГГ-220	2									
6	Резервный трансформатор собственных нужд ТСЗ-6300/35	1									
7	Трансформатор собственных нужд ТСЗ-6300/15,75	2									
8	Трансформатор собственных нужд ТСЛ(Н)З-1000/6/0,4	10									
9	Дизель генераторная установка МТЗ000 2680 кВт	1									
10	Выкатной выключатель 6 кВ	16									
11	Автоматический выключатель 0,4 кВ	38									
							ВКР-13.03.02-1106580-ЭЗ				
Изм.		Лист	№ докум.	Подп.	Дата						
Разраб.		Выгода				Главная схема электрических соединений Станской ГЭС. Перечень элементов					
Консул.		Погоняйченко									
Руков.		Казанцева									
Н.контр		Кириченко									
Утв.		Татарников									
		Лит.	Лист	Листов							
		У	2	2							
		ГГЭЭС, 2016									

36.88



ВКР-13.03.02 - 1106580 - РР

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Изм. Кол.уч.	Лист № док.	Подп.	Дата
Разраб.	Выгода	<i>[Signature]</i>	11.06
Пров.	Лыбина	<i>[Signature]</i>	14.06
Т.КОНТР.	Казанцева	<i>[Signature]</i>	13.06
Н. КОНТР.	Кириченко	<i>[Signature]</i>	13.06
УТВ.	Татарников	<i>[Signature]</i>	2008

Проектирование Станской ГЭС на реке Учур
 Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок

Стадия	Лист	Листов
-	1	1

ГТЭЭС, 2016

Копировал

Формат А3

Основные технические показатели Станции

год начала реализации проекта

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

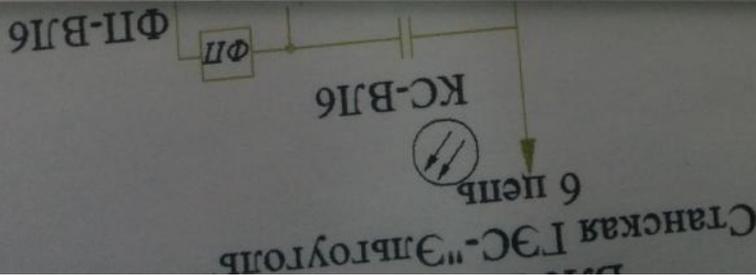
						ВКР - 13.03.02 - 1106580 - ГП			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектировани Станской ГЭС на реке Учур	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Выгода			<i>[Signature]</i>	14.06		-	1	1
Пров.	Лыбина			<i>[Signature]</i>	14.06	Генеральный план. Вид с НБ. Экспликация сооружений. Ведомость состава проекта	ГГЭЭС, 2016		
Г.контр.	Казанцева			<i>[Signature]</i>	13.06				
Н. контр.	Кириченко			<i>[Signature]</i>	13.06				
Утв.	Татарников			<i>[Signature]</i>	2016	Копировал			Формат А1

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 - 1106580 - ГП.

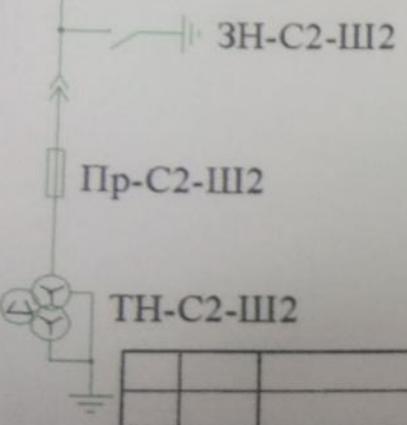
						ВКР - 13.03.02 - 1106580 - ГР1			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Проектирование Станской ГЭС на реке Учур	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Выгода			<i>Выгода</i>	17.06		-	1	1
Пров.	Масленникова			<i>Масленникова</i>	17.06				
Т.контр.	Казанцева			<i>Казанцева</i>	17.06				
Н.контр.	Кириченко			<i>Кириченко</i>	17.06				
УТВ.	Татарников			<i>Татарников</i>	2016	Поперечный разрез по оси агрегатов	ГГЭЭС, 2016		

Копировал

Формат А1



Ш1 6 кВ
Ш2



1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02 - 1106580 - ГП.

ВКР - 13.03.02 - 1106580 - Э3

					Лит.			Масса	Масштаб		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Проектирование Станской ГЭС на реке Учур						
Разраб.	Выгода	<i>Выгода</i>	19.06	у					-	-	
Консул.	Погоняйченко	<i>Погоняйченко</i>	19.06	Лист					1	Листов	2
Руков.	Казанцева	<i>Казанцева</i>	19.06								
Н.контр.	Кириченко	<i>Кириченко</i>	20.06.16	Главная схема электрических соединений				ГГЭЭС, 2016			
Утв.	Татарников	<i>Татарников</i>	20.06								

Копировал

Формат А1