

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ А.А.Ачитаев
подпись

«___» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛТАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ.
ЦИФРОВЫЕ СТАНЦИИ**

Руководитель	_____	<u>Инженер по релейной защите и автоматике,</u> <u>СРЗАиМ</u> <u>Филиал ПАО «РусГидро» -</u> <u>«Саяно-Шушенская ГЭС</u> <u>имени П.С.Непорожнего»</u>	<u>А.В.Широков</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата	должность	
Выпускник	_____		<u>Е.С.Арсентьева</u> инициалы, фамилия
	подпись, дата		

Саяногорск; Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алтайской ГЭС на реке Катунь. Цифровые станции».

Консультанты по
разделам:

Водно - энергетические расчёты

подпись, дата

Е.Ю.Затеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

А.В.Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

А.А.Ачитаев
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

А.В.Широков
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

В.Б.Затеев
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

подпись, дата

В.И.Татарников
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

В.А.Кадычegov
инициалы, фамилия

Технико - экономическое
обоснование

подпись, дата

В.В.Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

А.А.Чабанова
инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АЛТАЙСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Топографические данные	12
1.4 Инженерно-геологические характеристики	13
1.5 Сейсмические характеристики района строительства	13
1.6 Данные по энергосистеме	13
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Данные для водно-энергетических расчетов	15
2.2 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока	15
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)	15
2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)	16
2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС	17
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	18
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	19
2.6 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года	20
2.7 Определение рабочей мощности ГЭС	21
2.8 Расчет резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчет баланса мощностей	22
2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года	23
3 Основное и вспомогательное оборудование	25
3.1 Построение режимного поля	25
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	26
3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе	31
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	32
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора	33
3.6 Расчет спиральной камеры	34
3.7 Выбор типа маслонапорной установки	36
3.8 Выбор электрогидравлического регулятора	36
3.9 Расчёт вала на прочность	36
3.10 Расчёт подшипника	37
3.11 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины	38

3.12	Выбор кранового оборудования.....	39
3.13	Определение геометрических размеров здания ГЭС.....	39
4	Электрическая часть	40
4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений.....	40
4.2	Выбор основного оборудования ГЭС	40
4.2.1	Выбор трансформаторов собственных нужд	40
4.2.2	Выбор блочных трансформаторов	41
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий	44
4.4	Выбор схемы распределительного устройства	45
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	45
4.6	Расчёт токов короткого замыкания.....	46
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	46
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin.....	48
4.6.3	Результаты расчёта токов короткого замыкания	49
4.7	Выбор и проверка оборудования	50
4.7.1	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	50
4.7.2	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	51
4.7.2.1	Выбор выключателей и разъединителей	51
4.7.2.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	52
4.7.2.3	Выбор параметров КРУЭ	53
5	Релейная защита и автоматика	55
5.1	Расчет номинальных токов.....	55
5.2	Перечень защит основного оборудования.....	56
5.3	Технические данные защищаемого оборудования	58
5.4	Описание и расчет уставок защит	58
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (ΔG)	58
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (U0)).....	61
5.4.3	Защита от повышения напряжения (U1 >), (U2 >).....	64
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2).....	64
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	67
5.4.6	Защита от перегрузки обмотки ротора	70
5.4.7	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	71
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	74
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	75
6	Компоновка и состав сооружений гидроузла	76
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта.....	76
6.1.1	Определение отметки гребня грунтовой плотины.....	76
6.2	Гидравлические расчёты	78
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	78

6.2.2	Расчёт аварийного водосброса (глубинных водовыпусков).....	80
6.2.3	Определение отметки гребня водослива	81
6.2.4	Проверка на пропуск расчетного расхода при поперечном расчетном случае.....	82
6.2.5	Построение оголовка водослива по Кригер - Офицерову.....	84
6.2.6	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	85
6.2.7	Расчет носка трамплина и дальности отлета струи	86
6.3	Конструирование бетонной плотины	88
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	88
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами	90
6.3.3	Быки.....	91
6.3.4	Устои	91
6.3.5	Галереи в теле плотины.....	91
6.3.6	Определение ширины плотины по гребню	92
6.3.7	Расчет цементационной завесы и дренажа.....	92
6.4	Определение основных нагрузок на плотину.....	93
6.4.1	Вес сооружения и затворов	93
6.4.2	Сила гидростатического давления воды	94
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	94
6.4.4	Сила фильтрационного давления.....	95
6.4.5	Давление грунта.....	95
6.4.6	Волновое давление	97
6.5	Оценка прочности плотины.....	97
6.6	Критерии прочности плотины и её основания	99
6.7	Обоснование устойчивости плотины.....	100
7	Пожарная безопасность. Охрана труда.....	102
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	102
7.2	Требования по охране труда и техники безопасности	102
7.3	Пожарная безопасность	104
8	Охрана окружающей среды.....	106
8.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища	108
8.2	Водоохранная зона.....	109
8.3	Отходы, образующиеся при строительстве	110
8.4	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации	111
9	Технико-экономическое обоснование	113
9.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	113
9.2	Текущие расходы на производство электроэнергии.....	113
9.3	Налоговые расходы.....	116
9.4	Оценка суммы прибыли.....	117
9.5	Оценка инвестиционного проекта	118
9.5.1	Методология и исходные данные	118
9.5.2	Показатели коммерческой эффективности проекта	119

9.6	Бюджетная эффективность.....	119
9.7	Анализ чувствительности.....	120
10	Цифровые станции.....	122
10.1	Индустрия 4.0.....	122
10.2	Цифровая энергетика.....	122
10.3	Цели построения структуры интернета энергии.....	123
10.4	Цифровая станция.....	125
10.5	Сравнение цифровых и аналоговых систем.....	126
10.6	Основные принципы создания.....	127
10.7	Реализация ЦС на основе стандарта МЭК 61850.....	127
10.8	Компоненты структурной схемы АСУ ТП.....	128
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	131
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	133
	ПРИЛОЖЕНИЕ А-Ж.....	137-158

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ АЛТАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки Катунь;
2. Местонахождение ГЭС Республика Алтай;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 575 м³/с;
 - б) всех турбин 873 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% 3548 м³/с;
0,1% 4150 м³/с;
0,01% 4981,6 м³/с;
 - г) минимальный 132 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годовой;
 - б) отметка: НПУ 516 м;
ФПУ 518 м;
УМО 493,88 м
 - в) объемы:
полный 10,89 км³;
полезный 6,57 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 49,5 м;
 - б) расчетный 39,9 м;
 - в) минимальный 26 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 298 МВт;
рабочая 283 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 1671 млн. кВт·ч;
8. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная бетонная 150 м / 56 м;
 - б) правобережная бетонная 180 м / 56 м;
 - в) центральная бетонная 19 м / 56 м;
 - г) водосливная 209 м / 56 м;
 - д) стационарная 100 м / 56 м;
9. Водобросные сооружения
 - 9.1. Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролетов 11 отверстий 16×10;
 - б) общая длина 206 м;
 - в) максимальная высота 56 м;
 - 9.2. Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения 2 и прямоугольная;
 - б) размер сечения 3х2;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;

- б) число агрегатов 3;
- б) грунты в основании..... гранит;
- в) тип спиральной камеры бетонная трапецеидального сечения;
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов..... 25 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины..... ПЛ50-В-630;
- б) тип генератора..... СВ-1130/140-48ТС4;
- в) мощность генератора 100 МВт;
- г) частота вращения 125 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДЦ-125000/220 У1;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости 9 лет;
- б) себестоимость энергии 0,54 руб/кВт·ч;
- в) НПВ..... 5607,03 млн. руб.;
- г) Индекс прибыльности PI..... 1,9.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время во многих регионах Российской Федерации наблюдается дефицит электрической энергии, вызванный развитием экономики. Для решения данной проблемы необходимо строительство генерирующих предприятий.

Сокращение запасов органического топлива, и стремительно возрастающие проблемы экологии определяют всё больший интерес во всём мире к использованию природных возобновляемых энергоресурсов. Среди них весьма существенное место по запасам и масштабам использования занимает энергия потоков воды. Стабильность потока воды и широкие возможности по регулированию его энергии позволяет использовать более простые и дешёвые системы генерирования и стабилизации параметров производимой электроэнергии.

Себестоимость производства электроэнергии в кВт·ч на ГЭС на порядок ниже, чем на тепловых и атомных станциях. Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. В условиях медленного прогресса в создании альтернативных источников электроэнергии доля гидроэнергетики в энергетическом балансе страны со временем будет только возрастать, а уровень развития энергетики в свою очередь отражает достигнутый технико-экономический потенциал страны. Поэтому, структурным лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия должна стать гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и привлекательная для инвестиций отрасль народного хозяйства.

Следует отметить, что в настоящее время в Республике Алтай наблюдается дефицит генерирующих мощностей. Данная проблема вызвана развитием ведущих секторов промышленности, таких как агропромышленный комплекс, легкая промышленность и транспортный комплекс.

Возведение Алтайской ГЭС (АГЭС) будет способствовать решению данной проблемы, а также будет являться стратегией социально-экономического развития Республики Алтай. Так, в недалёком будущем здесь планируется строительство производства технического текстиля, а также новых производств по переработке отходов. В этом случае Алтайская ГЭС может послужить для них источником энергии, что ещё в большей степени приведёт к процветанию экономики и региона в целом.

Целью бакалаврской работы является знакомство и освоение основных этапов проектирования гидроэлектростанции с применением теоретических знаний, а также путём инженерного подхода к решению задач, с сопоставлением вариантов для выбора наилучших технических решений.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемой ГЭС

Климат в районе строительства Алтайского гидроузла умеренно-континентальный климат с холодной зимой и теплым летом.

Характеристика климатических условий:

- Температура воздуха среднегодовая $+3,5^{\circ}\text{C}$;
- Средняя температура самого теплого месяца – июля $+23,5^{\circ}\text{C}$;
- Абсолютный максимум температуры $+38^{\circ}\text{C}$;
- Средняя температура самого холодного месяца – января -20°C ;
- Абсолютный минимум температуры -43°C .

1.2 Гидрологические данные

Катунь берёт начало на леднике Геблера Катунского хребта, на южном склоне г. Белухи. При слиянии с р. Бией образует Обь. Протяженность реки 665 км. Площадь водосборного бассейна 60,9 тыс. км². Скорость течения реки составляет в среднем 1,1 - 1,5 м/сек. Питание реки смешанное, с большой долей ледникового питания.

Катунь отличается повышенным стоком наносов. Максимальный расход взвешенных и максимальная мутность наблюдаются при прохождении первой волны половодья (соответственно 400–900 кг/с и 250–500 г/м³), максимальная мутность может превышать 1300 г/м³. В межень мутность убывает до 50 г/м³ (при минимальных значениях 4-8 г/м³).

Половодье начинается в мае и продолжается до августа. Среднемноголетний расход воды равен 575 м³/с. Питание Катунь смешанное, с большой долей ледникового питания. Таяние ледников и высокогорных снегов обуславливает вторую волну половодья.

Ряд гидрологических наблюдений за р. Катунь за период с 1932 - 1981 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

Среднее значение стока за весь период наблюдений составляет 575 м³/с.

Данные максимальных расходов для различных обеспеченностей представлены в таблице 1.1 и рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Максимальные расчётные расходы для различных обеспеченностей

Р, %	0,01	0,1	0,5
Q, м ³ /с	4981,6	4150	3548
V _{НБ} , м	469,69	469,15	469

Координаты кривой связи объема водохранилища и отметки верхнего бьефа представлены в таблице 1.2 и рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривой связи объема водохранилища и отметки верхнего бьефа

$V, \text{ км}^3$	0	4	8	12	16	20	24	28	32	36
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	465,79	492,16	508,66	518,27	525,10	530,64	535,23	538,98	541,97	544,01

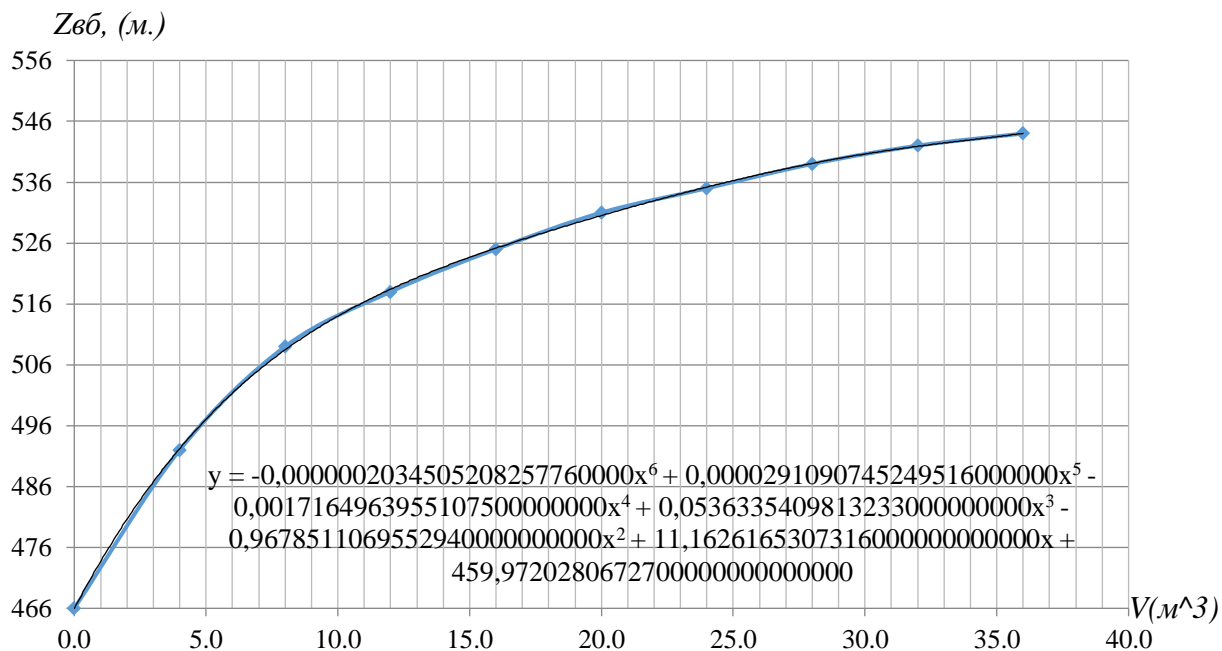


Рисунок 1.2 – Кривая связи объема водохранилища и отметки верхнего бьефа

Координаты кривой связи расхода и уровней нижнего бьефа для летнего и зимнего периодов представлены в таблице 1.3 и рисунке 1.3.

Таблица 1.3 – Сводная таблица зависимости $Z_{\text{НБ}} = f(Q)$ для лета и зимы

$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	466,0	466,5	467,0	467,5	468,0	468,5	469,0
$Q_{\text{л}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	220,5	441	1073	1705	2693,5	3682
$Q_{\text{з}}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	187,5	375	912	1449	2289,5	3130

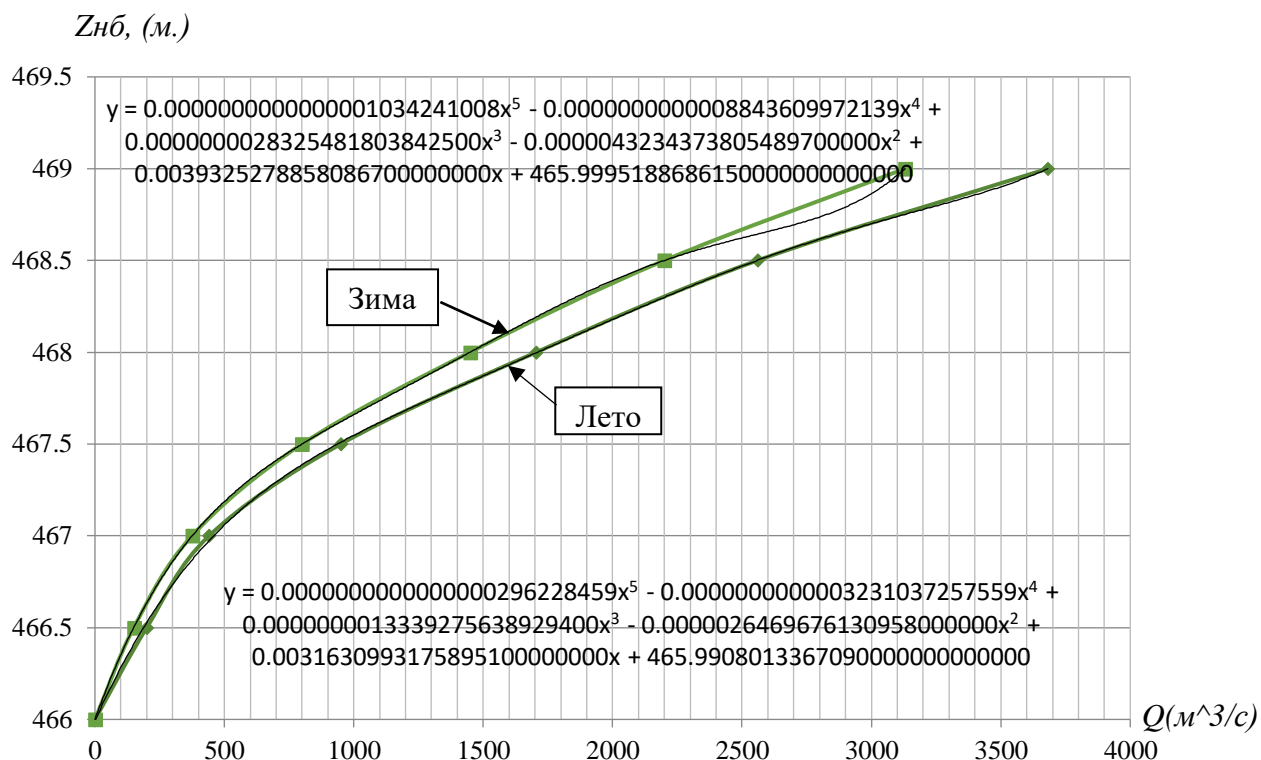


Рисунок 1.3 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа для летнего и зимнего периодов

1.3 Топографические данные

Створ Алтайского гидроузла, показанного на рисунке 1.4, размещён в 6 км от города Чемал и таких населенных пунктов как: Чулым, Элекмонар, Анос, Узнезя. Размещение в плане самого створа определилось следующими соображениями: стремление увеличить напор на турбины привело к размещению здания ГЭС в выбранном створе, что в свою очередь создаст лучшие условия для работы станции. Благоприятное влияние оказали геологические и топографические условия, также и производственные соображения, в частности удобное место расположения федеральной трассы для гидромеханизации в верхнем бьефе, а также стремление сократить длину шоссе по которой будет происходить связь строительной площадки с общегосударственной сетью дорог.



Рисунок 1.4 – Топографическая карта района Алтайской ГЭС

1.4 Инженерно-геологические характеристики

В основании створа залегает гранит и метаморфические сланцы, обладающие следующими характеристиками:

- удельный вес грунта $\gamma_{гр} = 18,05 \text{ кН/м}^3$;
- сцепление грунта $c = 110 \text{ кПа}$;
- угол внутреннего трения грунта $\varphi_{гр} = 37^\circ$.

1.5 Сейсмические характеристики района строительства

Сейсмичность территории Республики Алтай по карте сейсмического районирования ОСР-97 находится на уровне 8 - 9 баллов по шкале MSK-64 при среднем периоде повторения сотрясений такой силы 500 лет и 9 - 10 баллов при периоде 5000 лет.

1.6 Данные по энергосистеме

Проектируемая гидростанция входит в энергосистему ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. Объединенная энергетическая система Сибири располагается на территории Сибирского Федерального округа и 12 субъектов Российской Федерации: республики Алтай, Бурятия, Тыва и Хакасия, Алтайский, Забайкальский и Красноярский края, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Томская и Омская области.

Площадь территории ОЭС Сибири — 4944,3 тыс. кв. км, в городах и населенных пунктах, расположенных на ней, проживает более 20 млн человек.

Электроэнергетический комплекс объединения образуют 105 электростанций суммарной установленной мощностью 51 911,19 МВт. Из них на долю гидроэлектростанций приходится 25 286,4 МВт (48,7%), на долю тепловых электростанций – 26 569,59 МВт (51,2%), солнечных электростанций – 55,2 МВт (0,1%). Основная электрическая сеть ОЭС Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напряжения 110, 220, 500 и 1150 кВ. Общая протяженность линий электропередачи составляет 100 707 км. Годовой максимум нагрузки $P_{max} = 1977$ МВт.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Данные для водно-энергетических расчетов

1. Коэффициент мощности $k_N = 8,8$;
2. Зимний коэффициент $k_3 = 0,85$;
3. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,5$ м;
4. Требования участников водохозяйственного комплекса (ВХК) и потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Фильтрация	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Испарение	1	1	1	1	5	6	4	3	2	1	1	1
Льдообразование	9	9	0	-13	-22	0	0	0	0	0	9	9
Рыбопропуск	0	0	0	0	13	13	13	0	0	0	0	0
ВХК	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Сан.попуск	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150

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

По данным, представленным в таблице А.1 (приложение А) вычисляем средние расходы ($\text{м}^3/\text{с}$) для всех лет ряда, за период межени (VII, VIII, IX, X, XI, XII и I, II, III, месяцы) и половодья (IV, V, VI месяцы) и располагаем их в порядке убывания. Результаты расчёта показаны в таблице Б.1 приложения Б.

Обеспеченность $P(m)$ находим по формуле:

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

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

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности принимаем равными 90% и 50% соответственно (таблица Б.1.)

2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Для расчетной обеспеченности $P=50\%$ принимаем 1979 год и вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п.баз}}}{Q_{\text{п1979}}} = \frac{1176}{1113} = 1,056; \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м.баз}}}{Q_{\text{М1979}}} = \frac{252}{286} = 0,88. \quad (2.3)$$

Для 1979 года уточняем годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные ранее коэффициенты, результаты представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы средневодного 1979 года (P=50%) с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г.}}$
$Q_{\text{баз}}^{1979}, \text{ м}^3/\text{с}$	180	171	161	249	1091	1684	990	686	545	423	353	202	561
$Q_{\text{пр}}^{1979}, \text{ м}^3/\text{с}$	158	150	142	259	1152	1778	1045	724	480	372	311	178	562

Среднегодовые расходы не сошлись, расход оказался больше, значит принимаем $K_{\Pi} = 1,052$ и $K_{\text{М}} = 0,88$. Скорректированные расходы базового 1979 года представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расходы средневодного 1979 года (P=50%) с корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г.}}$
$Q_{\text{баз}}^{1979}, \text{ м}^3/\text{с}$	158	150	142	259	1152	1778	1045	724	480	372	311	178	561
$Q_{\text{кор}}^{1979}, \text{ м}^3/\text{с}$	158	150	142	259	1148	1772	1042	722	480	372	311	178	561

2.2.2 Выбор расчетного маловодного года (P=90%)

Принимаем 1953 год базовым для обеспеченности P=90% и считаем коэффициент приведения для межени и половодья:

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{м.баз}}}{Q_{\text{М1953}}} = \frac{898}{898} = 1; \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{п.баз}}}{Q_{\text{п1953}}} = \frac{215}{215} = 1. \quad (2.5)$$

В период половодья год с обеспеченностью 90% совпадает с базовым годом, из этого следует, что принимаем данный год 1953 за маловодный по его первоначальному гидрографу, без каких - либо изменений, результаты представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расходы маловодного 1953 года (P=90%) с приведением

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г.}}$
$Q_{\text{баз}}^{1953}, \text{ м}^3/\text{с}$	145	143	154	218	1070	1135	791	597	399	274	203	167	441

Скорректируем расходы для средневодного 1979 года при помощи коэффициентов $K_{\Pi} = 1,052$ и $K_M = 0,933$ (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Расходы средневодного 1979 года (P=50%) с корректировкой

P=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г.}}$
$Q_{\text{баз}}^{1979}, \text{м}^3/\text{с}$	158	150	142	259	1148	1772	1042	722	480	372	311	178	561
$Q_{\text{кор}}^{1979}, \text{м}^3/\text{с}$	158	150	182	259	1148	1732	1042	722	480	372	311	178	561

Среднегодовые расходы сошлись, следовательно, корректировка произведена верно.

Результаты корректировок представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Скорректированные расходы средневодного и маловодного года

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.г.}}$
$Q_{\text{кор}}^{1979}, \text{м}^3/\text{с}$	158	150	182	259	1148	1732	1042	722	480	372	311	178	561
$Q_{\text{кор}}^{1953}, \text{м}^3/\text{с}$	145	143	154	218	1070	1135	791	597	399	274	203	167	441

На основе данных таблицы 2.6 выполняем построение гидрографа средневодного и маловодного года, представленного на рисунке 2.1.

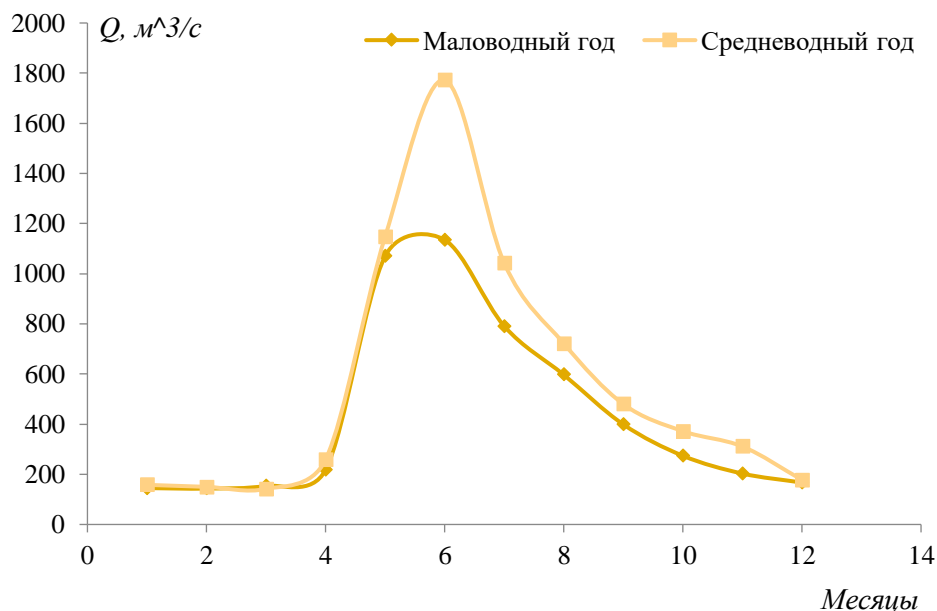


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного года

2.3 Построение суточных графиков нагрузки и ИКН ЭС

Суточные графики нагрузки и их интегральные кривые потребуются для определения рабочей мощности ГЭС при известной энергоотдаче каждого месяца, которая будет определена в ходе водно - энергетических расчетов.

Также ИКН используется для определения места работы ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы.

Сведения по энергосистеме Сибири были получены с сайта Системного оператора[1] в виде графиков потребления за зимние и летние сутки.

Находим коэффициент k , равный отношению годовых выработок Новосибирского РДУ и ОДУ Сибири:

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{202657,86 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}}{13858,21 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}} = 14,63 \quad (2.6)$$

Рассчитываем потребление мощности РДУ для зимы и лета с учётом мощности ОДУ Сибири [1] и коэффициента k .

В соответствии с методикой [2], а также на основе данных таблицы Б2 и Б3 строим интегральные кривые, представленные на рисунках Б.1 и Б.2.

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

По методике, описанной в 5 главе [2], с учётом коэффициента $k = 14,63$, находим максимальную и среднемесячную нагрузки Новосибирского РДУ для каждого месяца, результаты заносим в таблицу 2.7.

Данные графики необходимы для построения баланса мощностей (график максимальных мощностей) и баланса энергий (график средних мощностей).

Таблица 2.7 – Годовые максимальные и среднемесячные нагрузки Новосибирского РДУ

t	α	$\cos\alpha$	Pt.max, МВт	Pt.средн, МВт	a max	b max	a средн	b средн
1	0,262	0,966	2008	1907	1740	277	1653	262
2	0,785	0,707	1936	1839				
3	1,308	0,259	1812	1721				
4	1,832	-0,258	1669	1586				
5	2,355	-0,706	1545	1468				
6	2,878	-0,966	1473	1400				
7	3,402	-0,966	1473	1400				
8	3,925	-0,709	1544	1467				
9	4,448	-0,261	1668	1585				
10	4,972	0,256	1811	1720				
11	5,495	0,705	1935	1838				
12	6,018	0,965	2007	1907				

На основе расчётов выполняем построение графиков максимальных и среднемесячных мощностей для РДУ, представленных на рисунке 2.2.

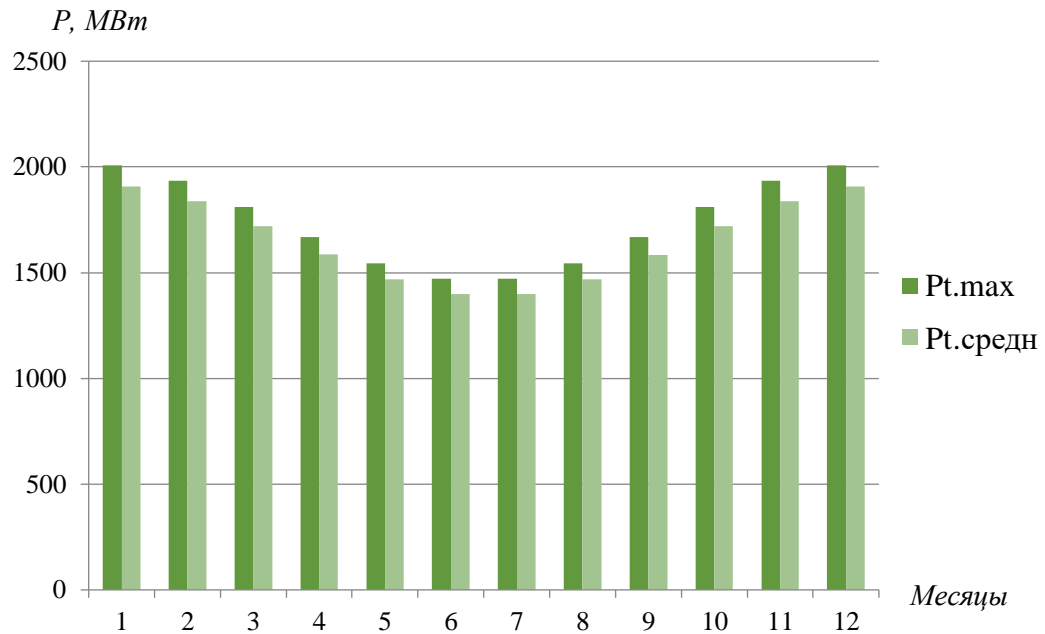


Рисунок 2.2 – График максимальных и среднемесячных мощностей

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

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1953г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.7)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,8$;
 $Q^{\text{пр}90\%}$ – бытовой расход расчетного маловодного года;
 $H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВВ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.8)$$

где $Z_{\text{ВВ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,5$ м.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Результаты расчётов представлены в приложении Б, таблица Б.4.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

Определяем излишки бытовой мощности половодный период, которые будут переноситься на зиму:

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} = 660 \text{ МВт.} \quad (2.10)$$

По данным таблицы 2.8 строим баланс энергии, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Алтайской ГЭС».

На графике баланса энергии проводим линию гарантированной мощности так, чтобы площадь, заключённая между линией гарантированной мощности и $N_{\text{ВХК}}$ была равна $N_{\text{изл}} = 660 \text{ МВт}$.

За месяц сработки принимаем первый месяц после половодья, в нашем случае это октябрь. Из графика баланса энергии видно, что под регулирование попали 6 месяцев, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

Таблица 2.8 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	$P_{\text{ср}}$, МВт	$N_{\text{быт}}$, МВт	$N_{\text{вхк}}$, МВт	$N_{\text{сущ.ГЭС}}$, МВт
1	1907	57	128	480
2	1839	56	128	476
3	1721	64	128	400
4	1586	97	129	360
5	1468	452	129	348
6	1400	469	129	320
7	1400	326	129	320
8	1467	251	129	348
9	1585	168	129	360
10	1720	115	129	400
11	1838	81	128	476
12	1907	66	128	480

2.6 Водно-энергетический расчет (ВЭР) режима работы ГЭС по условию маловодного года

Производим несколько итераций ВЭР, перемещая линию гарантированной мощности на балансе энергии до полного совпадения отметок в начале и конце сработки водохранилища. Окончательный результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС при положении линии гарантированной мощности представлен в приложении Б (таблица Б.5).

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

– гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{гар}} = 254 \text{ МВт}$;

- уровень мёртвого объёма – УМО = 493,88 м;
- полезный объем – $V_{\text{полезн}} = 6,57 \text{ км}^3$.

После выполнения ВЭР необходимо убедиться в правильности выбора характера регулирования речного стока в створе проектируемой ГЭС. Для этого определяем коэффициент зарегулированности стока[3], равный:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн}}}{\bar{W}} = \frac{6,57 \cdot 10^9}{18,13 \cdot 10^9} = 0,36, \quad (2.11)$$

где \bar{W} – средний за многолетний период объем годового стока ГЭС, равный:

$$W = \frac{\Sigma Q_{\text{год}}^{\text{ср}} \cdot t}{10^{-9}} = \frac{575 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600}{10^{-9}} = 18,13 \text{ км}^3. \quad (2.12)$$

Таким образом, полученный результат β соответствует годовому характеру регулирования.

2.7 Определение рабочей мощности ГЭС

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

Определим рабочие мощности существующей Новосибирской ГЭС и проектируемой ГЭС в январе.

Зная суточную выработку по январю и декабрю, которая будет равна $\mathcal{E}_{\text{гар.январь}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 11520 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$, строим треугольник существующей ГЭС, где по горизонтальной оси расположена суточная выработка, а по вертикальной – установленная мощность рассматриваемой ГЭС. Вписываем его в уже построенную ранее ИКН (рисунок Б.1), так, чтобы все вершины треугольника касались её.

Используя ИКН, построенную в приложении Б на рисунке Б.1 определяем зону работы Новосибирской ГЭС в суточном графике нагрузки и её рабочую мощность в январе, равную:

$$N_{\text{раб.январь}}^{\text{сущ.ГЭС}} = N_{\text{январь}}^{\text{пик.сущ.ГЭС}} + N_{\text{январь}}^{\text{база.сущ.ГЭС}} = 160 + 320 = 480 \text{ МВт}. \quad (2.13)$$

Выработка проектируемой Алтайской ГЭС в январе из таблицы Б.6:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.январь}}^{\text{проект.ГЭС}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 = 6096 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 6,1 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}. \quad (2.14)$$

Далее вписываем проектируемую ГЭС в свободную зону графика нагрузки, представленного на рисунке Б.1.

Рабочая мощность Алтайской ГЭС:

$$N_{\text{раб.янв.}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{янв}}^{\text{пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{янв}}^{\text{база.пр.ГЭС}} = 190 + 129 = 283 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

Находим рабочие мощности для существующей и проектируемой ГЭС в июне и июле.

Для Новосибирской ГЭС в июне и июле:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.июль.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 9,6 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч};$$

$$N_{\text{раб.июль.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = N_{\text{июль}}^{\text{пик.сущ.ГЭС}} + N_{\text{июль}}^{\text{база.сущ.ГЭС}} = 150 + 250 = 400 \text{ МВт.} \quad (2.16)$$

Для проектируемой ГЭС в июне и июле:

$$\mathcal{E}_{\text{гар.июль.}}^{\text{проект.ГЭС}} = 2,47 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч};$$

$$N_{\text{раб.янв.}}^{\text{пр.ГЭС}} = N_{\text{янв}}^{\text{пик.пр.ГЭС}} + N_{\text{янв}}^{\text{база.пр.ГЭС}} = 71 + 51 = 122 \text{ МВт} \quad (2.17)$$

Проведя аналогичную работу на заранее построенных для них ИКН находим рабочие мощности каждого месяца для существующей и проектируемой ГЭС, необходимые для построения баланса мощностей. Все результаты сводим в таблицу Б.6 приложения Б.

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

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 2 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 10% от P_t^{max} [4].

Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС. Результаты расчёта представлены в таблице Б.7 приложения Б.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность. Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{480}{6} = 80 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.18)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{283}{6} = 47 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.19)$$

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

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{1214}{2} = 202 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.20)$$

По данным таблицы Б.7, строим баланс мощности, представленный на плакате «Водно-энергетические показатели Алтайской ГЭС».

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 283 + 15 = 298 \text{ МВт.} \quad (2.21)$$

2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по условию средневодного года

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

Рассмотрим режим наполнения водохранилища в средневодном году, результаты которого представлены в таблице Б.8.

По данным расчёта получаем среднесреднегодную выработку, равную:

$$\sum \mathcal{E} = 1671 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Строим график сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном году, объединённый с маловодным, представленный на рисунке 2.3.

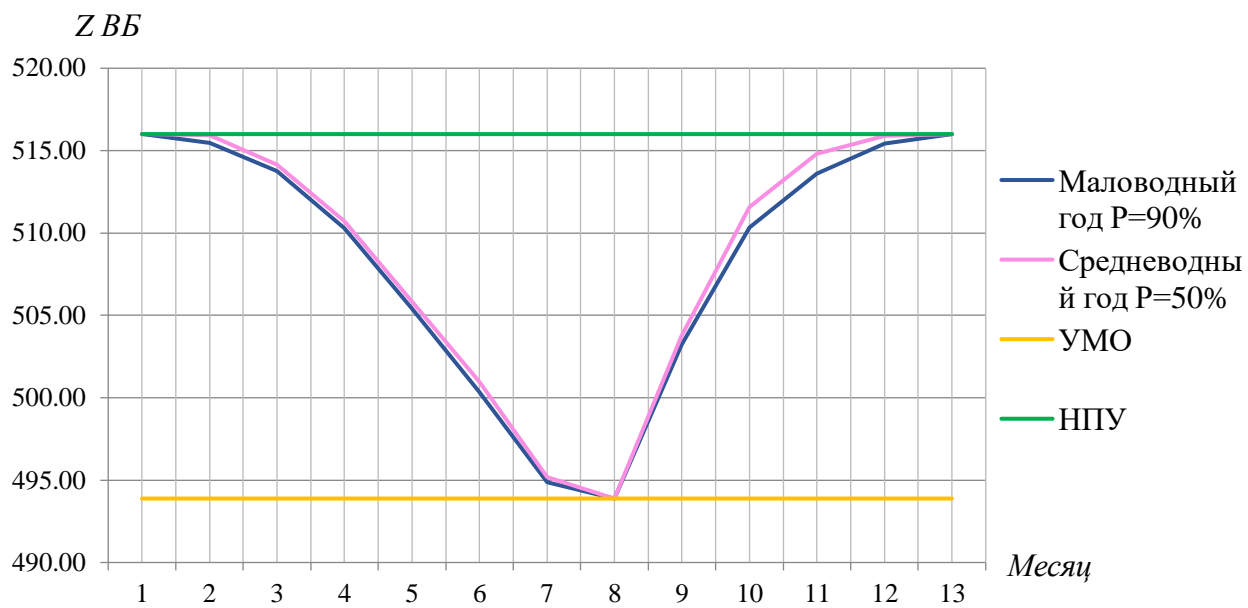


Рисунок 2.3 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле, представленное на рисунке 3.1, с указанием линий ограничений для различных режимов. Также режимное поле незаменимо при выборе оборудования по ГУХ.

Методика составления режимного поля приведена в методическом пособии [2], результаты расчёта представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1–Данные расчёта режимного поля

Кривые связи ВБ и НБ			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб},$ $м^3/с$	$Z_{нб.л},$ $м$	$Z_{нб.з},$ $м$	$H_{нпу},$ $м$	$H_{умо},$ $м$	$H_{ВБ}^{яНБ},$ $м$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0	466,0	466,0	49,5	27,4	41,5	50,0	677,3	40,0	851,1
100	466,3	466,4	49,1	27,0	41,1	48,9	693,2	38,5	834,4
200	466,5	466,6	48,9	26,7	40,9	47,7	709,9	36,9	817,4
300	466,7	466,9	48,6	26,5	40,6	46,6	727,5	35,4	800,1
400	466,9	467,0	48,5	26,3	40,5	45,4	745,9	33,8	782,3
500	467,1	467,2	48,3	26,2	40,3	44,3	765,3	32,3	764,2
600	467,2	467,3	48,2	26,1	40,2	43,1	785,7	30,7	745,6
700	467,3	467,4	48,1	26,0	40,1	42,0	807,2	29,2	726,5
800	467,4	467,5	48,0	25,9	40,0	40,8	830,0	27,6	706,9
900	467,5	467,6	47,9	25,8	39,9	39,7	854,1	26,1	686,8
1000	467,5	467,7	47,8	25,7	39,8				
1100	467,6	467,7	47,8	25,6	39,8				
1200	467,7	467,8	47,7	25,6	39,7				

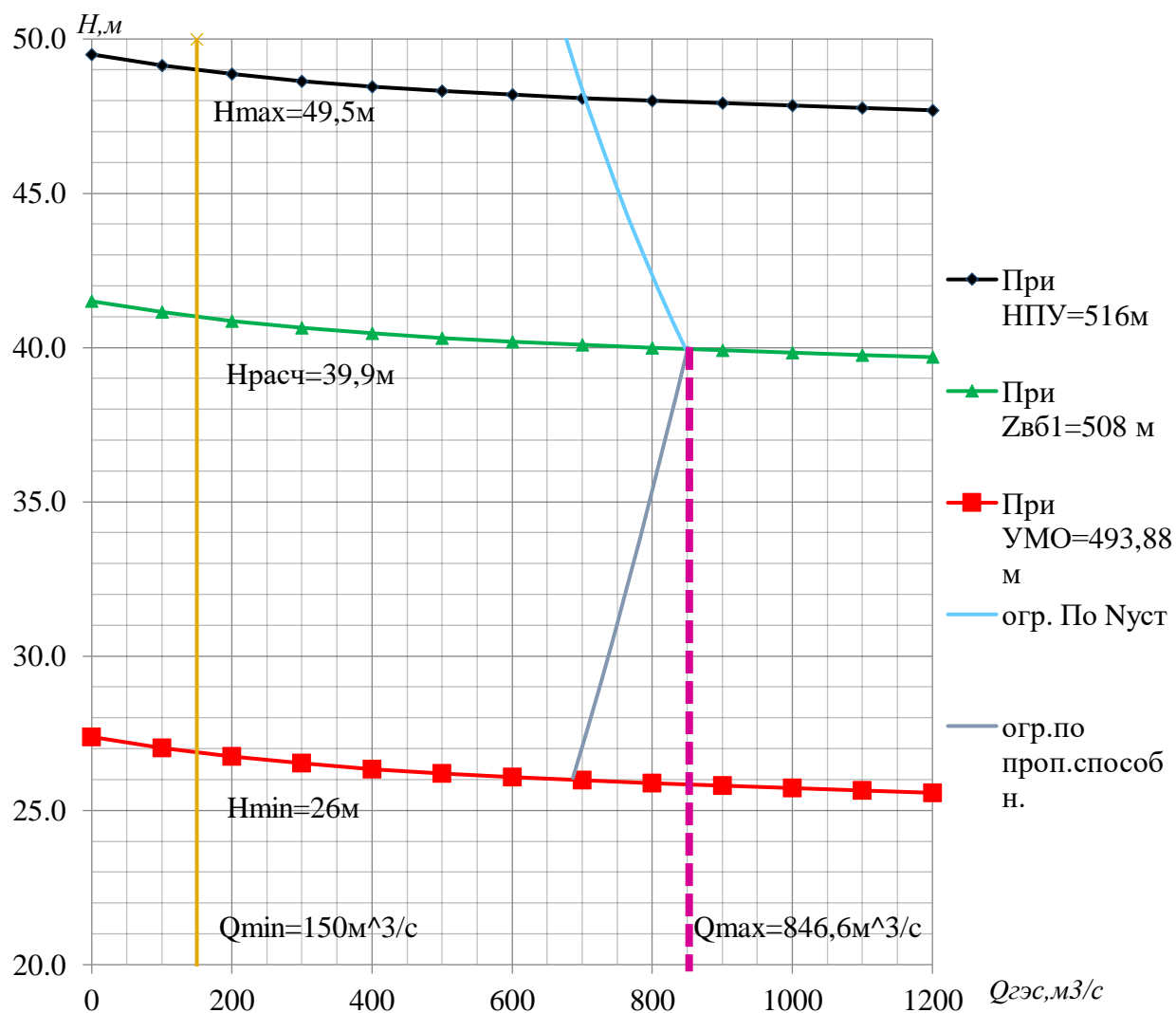


Рисунок 3.1–Режимное поле Алтайской ГЭС

Основные параметры работы, проектируемой ГЭС исходя из режимного поля представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры работы, проектируемой ГЭС

$H_{max}, м$	$H_{расч}, м$	$H_{min}, м$	$Q_{min}, м^3/с$	$Q_{max}, м^3/с$	H_{min}/H_{max}
49,5	39,9	26	150	846,6	0,52

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{max}=49,5$ м было близко к предельному напору $H_{пред}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{max} \leq H_{пред}$.

Заданным условиям соответствуют турбины ПЛ50-В и ПЛД50-В60, основные параметры которых представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ50-В	ПЛД50-В60
$H_{пред}, м$	50	50
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{1\ opt}, об/м$	116	113
$Q_{1\ opt}, л/с$	1000	1100
$\eta_{мopt}$	0,916	0,910
$Q'_{1\ max}, м^3/с$	1,5	1,65
$\sigma(Q'_{1\ max})$	0,6	0,6
$D_{1\ m}, м$	0,46	0,46
$H_m, м$	12	5
$t_{мод}, °C$	21	16
$\sigma_m, м^3/с$	$0,988 \cdot 10^6$	$0,111 \cdot 10^6$

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки P_1 , предварительно проведя линию через оптимум КПД.

Для ПЛ50-В: $Q'_{(p1)} = 1,52 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta'_{(p1)} = 0,887$;

Для ПЛД50-В60: $Q'_{(p1)} = 1,7 \text{ м}^3/\text{с}$, $\eta'_{(p1)} = 0,862$.

Далее производим расчет параметров турбины ПЛ50-В для разных значений диаметра [2]. Ниже представлен ход расчета для диаметра $D_1 = 6 \text{ м}$.

КПД натурной гидротурбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_P^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.1)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

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

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

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлически потерям и принимаемый равным 0,75.

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - 0,887) \cdot \left(0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{8}} \cdot \sqrt[10]{\frac{12}{39,9}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,622 \cdot 10^6}{0,988 \cdot 10^6}} \right) = \\ &= 0,92. \end{aligned}$$

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитываем после уточнения числа агрегатов:

$$N_a' = 9,81 \cdot Q'_{Iр} \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{cp}, \quad (3.2)$$

где $Q'_{Iр}$ – приведенный расход воды в расчетной точке на УХ турбины (приложение В, рисунок В.1);

D_1, H_P – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

η_T – КПД натурной гидротурбины;

η_G^{cp} – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$N_a' = 9,81 \cdot 1,52 \cdot 6^2 \cdot 39,9^{1,5} \cdot 0,92 \cdot 0,97 = 121 \text{ МВт.}$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N_a'} = \frac{298}{121} = 2,46, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}^{прГЭС} = 298$ МВт – установленная мощность станции;

N_a' – мощность агрегата в расчетной точке.

Согласно стандарту, округляем число агрегатов, которое должно быть кратно 2 или 3. Получаем $z_a = 3$ шт.

Далее пересчитываем мощность агрегата:

$$N_a = \frac{298}{3} = 99,3 \text{ МВт.}$$

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M} = \frac{0,92}{0,887} = 1,04, \quad (3.4)$$

где η_T – КПД натурной гидротурбины;

η_M – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_{Iр} \cdot \sqrt{H_P \cdot \Delta}}{D_1} = \frac{116 \cdot \sqrt{39,9 \cdot 1,04}}{6} = 124,5 \text{ об/мин,} \quad (3.5)$$

где $n'_{Iр}$ – приведенная частота вращения в расчетной точке на УХ выбранной турбины;

D_1, H_P – диаметр и расчетный напор натурной турбины;
 Δ – поправка на приведенную частоту вращения.

Принимаем стандартное значение синхронной частоты $n_c = 125$ об/мин.
 Значения приведенной частоты вращения для напоров H_{max}, H_P^N, H_{min} находим по формуле:

$$n'_l = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.6)$$

где n_c – синхронная частота вращения турбины;
 H – напоры H_{max}, H_P, H_{min} ;
 Δ – поправка на приведенную частоту вращения.

$$n'_{max} = \frac{125 \cdot 6}{\sqrt{26 \cdot 1,04}} = 144,3 \text{ об/мин};$$

$$n'_{расч} = \frac{125 \cdot 6}{\sqrt{39,9 \cdot 1,04}} = 116,5 \text{ об/мин};$$

$$n'_{min} = \frac{125 \cdot 6}{\sqrt{49,5 \cdot 1,04}} = 104,6 \text{ об/мин}.$$

Окончательное положение расчетной точки на линии $n'_{Нр}$ с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_l \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_P^{1,5} \cdot \eta_G^{cp}}, \quad (3.7)$$

где Q'_l и η_T – приведенный расход и КПД модельной гидротурбины, подбором которых и устанавливают окончательное положение расчетной точки;
 N_a – округленная мощность агрегата в расчетной точке;
 D_1, H_P – диаметр и расчетный напор натурной турбины;
 η_G^{cp} – средний КПД генератора, принимаемый равным 0,97.

$$Q'_l \cdot \eta_T = \frac{99333}{9,81 \cdot 6^2 \cdot 39,9^{1,5} \cdot 0,97} = 1,15.$$

Получаем координаты расчётной точки: $\eta_T = 0,9102, Q'_l = 1,265 \text{ м}^3/\text{с}$.
 Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности. Для этого на линии $n'_{Нmin}$, соответствующей напору H_{max} , аналогичным образом находим точку и соединяем ее с расчетной.

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{99333}{9,81 \cdot 6^2 \cdot 49,5^{1,5} \cdot 0,97} = 0,83.$$

Получаем координаты данной точки: $\eta_T = 0,9117, Q'_I = 0,91 \text{ м}^3/\text{с}$.

Линию ограничения по турбине строим проведением через расчетную точку линии, параллельной открытию направляющего аппарата, a_0 .

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ50-В

Параметр	Значение							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$D_1, \text{ м}$	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	8	8,5
η_T	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,93
$N_a', \text{ кВт}$	94,3	105,3	121,0	133,5	151,1	169,8	215,8	243,7
z_a'	3,160	2,829	2,463	2,232	1,973	1,756	1,381	1,223
z_a	4	3	3	3	2	2	2	2
$N_a, \text{ кВт}$	74,500	99,333	99,333	99,333	149,000	149,000	149,000	149,000
Δ	1,038	1,039	1,040	1,040	1,041	1,041	1,043	1,043
$n'_{c1}, \text{ об/мин}$	140,864	133,358	124,514	118,616	111,571	105,317	93,526	88,052
$n_{c1}, \text{ об/мин}$	150	150	125	125	115,4	107,1	93,8	88,2
$n'_{1Hmax}, \text{ об/мин}$	153,0	161,6	144,3	145,4	148,6	146,1	144,1	143,9
$n'_{1Hp}, \text{ об/мин}$	123,5	130,5	116,5	117,4	120,0	118,0	116,3	116,2
$n'_{1Hmin}, \text{ об/мин}$	110,9	117,1	104,6	105,4	107,7	105,9	104,5	104,3
$Q'_I \cdot \eta_T \text{ (} H_{расч} \text{)}$	1,11	1,32	1,15	1,04	1,38	1,23	0,97	0,86
$Q'_I \cdot \eta_T \text{ (} H_{max} \text{)}$	0,80	0,96	0,83	0,76	1,00	0,89	0,70	0,62

Из анализа полученных вариантов лишь турбины, ПЛ50-В-600 и ПЛ50-В-630, имеют оптимальные рабочие зоны с расчётной точкой близкой к точке оптимума при всех расчетных режимах работы, нежели другие варианты. А также большим КПД и меньшим количеством агрегатов большей мощности, к чему и нужно стремиться (приложение В, рисунок В.1 и В.2).

Для турбин с данными диаметрами возможно осуществить подбор гидрогенератора.

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛД50-В60

Параметр	Значение							
	1	2	3	4	5	6	7	8
D_1 , м	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1	7,5	8
η_T	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92
N_a' , кВт	104,5	116,8	134,2	148,0	167,5	188,2	210,2	239,3
z_a'	2,851	2,552	2,221	2,013	1,779	1,583	1,418	1,245
z_a	3	3	3	3	2	2	2	2
N_a , кВт	99,3	99,3	99,3	99,3	149	149	149	149
Δ	1,059	1,060	1,060	1,061	1,062	1,062	1,063	1,064
n'_{c1} , об/мин	138,589	131,206	122,507	116,705	109,775	103,623	98,125	92,024
n_{c1} , об/мин	150	150	125	120	115,4	107,1	100	93,8
n'_{1Hmax} , об/мин	151,5	160,0	142,8	143,9	147,2	144,7	142,7	142,7
$n'_{1Hр}$, об/мин	122,3	129,2	115,3	116,2	118,8	116,8	115,2	115,2
n'_{1Hmin} , об/мин	109,8	116,0	103,5	104,3	106,7	104,9	103,4	103,4
$Q'_i \cdot \eta_T$ ($H_{расч}$)	1,47	1,32	1,15	1,04	1,38	1,23	1,10	0,97
$Q'_i \cdot \eta_T$ (H_{max})	1,07	0,96	0,83	0,76	1,00	0,89	0,80	0,70

Аналогично предыдущему анализу, из двух подходящих по зонам работы (приложение В, рисунок В.3 и В.4) вариантов ПЛД50-В60-600 и ПЛД50-В60-750, в дальнейшем будем производить анализ этих, для выбора наиболее подходящей.

3.3 Проверка работы турбины при минимальном расходе

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики (рисунки В.1, В.2, В.3 и В.4) для двух значений напора H_{max} и H_{min} по формуле:

$$Q'_i = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot Z \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

где Q_{min} – минимальный расход через турбину;
 D_1 – диаметр натурной турбины;

H – напор, H_{max} или H_{min} ;

Δ – поправка на приведенную частоту вращения натурной турбины;

$Z = 1$ – число агрегатов, обеспечивающих минимальный попуск.

Тогда по формуле 3.11 расходы для ПЛ50-В-600 при разных напорах:

$$Q'_{min} = \frac{150}{6^2 \cdot \sqrt{49,5 \cdot 1,04}} = 0,581 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 581 \text{ л/с};$$

$$Q'_{max} = \frac{150}{6^2 \cdot \sqrt{26 \cdot 1,04}} = 0,801 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 801 \text{ л/с}.$$

Аналогично для ПЛ50-В-630: $Q'_{min} = 527 \text{ л/с}$, $Q'_{max} = 727 \text{ л/с}$.

Для ПЛД50-В60-600: $Q'_{min} = 575 \text{ л/с}$, $Q'_{max} = 794 \text{ л/с}$.

Для ПЛД50-В60-750: $Q'_{min} = 368 \text{ л/с}$, $Q'_{max} = 507 \text{ л/с}$.

При выбранных параметрах турбины ПЛ50-В-600, ПЛ50-В-630 и ПЛД50-В60-600 могут работать при минимальном расходе, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, не выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики.

3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

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

$$\nabla Z_{p.k.} = z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S, \quad (3.9)$$

где $z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе $Q_{НБ}$, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания H_S .

Высота отсасывания рассчитывается для трех случаев, которые требуют Наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. работа одного агрегата с максимальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с максимальной мощностью при H_p ;
3. работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определяем по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5, \quad (3.10)$$

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

σ – коэффициент кавитации, определяемый по ГУХ;

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $z_{НБ}(Q_{НБ})$.
 Результаты расчета сводим в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания

Тип турбины	$\eta_T, \%$	$D_1, \text{м}$	$Z_a, \text{шт}$	$n_c, \text{об/мин}$	$N_a, \text{МВт}$	$H_{s1}, \text{м}$	$H_{s2}, \text{м}$	$H_{s3}, \text{м}$
ПЛ50-В-600	0,92	6	3	125	99,3	-2,18	-7,25	-0,01
ПЛ50-В-630	0,92	6,3	3	125	99,3	-0,6	-4,14	1,17
ПЛД50-В60-600	0,91	6	3	125	99,3	0,77	-7,15	-5,12

Из всех полученных значений высот отсасывания и отметок установки РК принимаем минимальную отметку расположения рабочего колеса, которая будет обеспечивать бескавитационную работу турбины во всех режимах, т.е. имеем:

$$\text{ПЛ50-В-600: } H_s = -7,25 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 459,5 \text{ м.}$$

$$\text{ПЛ50-В-630: } H_s = -4,14 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 462,6 \text{ м.}$$

$$\text{ПЛД50-В60-600: } H_s = -7,15 \text{ м и } \nabla Z_{p.k.} = 459,6 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем к установке гидротурбину ПЛ50-В-630. Из таблицы 3.6 видно, что данный вариант имеет больший КПД, чем ПЛ50-В-600 и ПЛД50-В60-600 при одинаковой мощности и частоте вращения. Кроме того высота отсасывания при данном диаметре гидротурбины наименьшая, что является экономически выгодно и позволяет уменьшить объем земляных работ.

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{99,33}{0,85} = 117 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (3.11)$$

Число полюсов гидрогенератора

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{125} = 48. \quad (3.12)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: СВ-1130/140-48ТС4, данные которого представлены в таблице В.1 приложения В.

3.6 Расчет спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, взятый из ГУХ (рисунок В.5) $\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ$.

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot D_1 = 1,739 \cdot 6,3 = 10,96 \text{ м.} \quad (3.13)$$

Диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{вх}} = 9,8 \text{ м.}$

Диаметр расположения выходных кромок статора: $D_{\text{вых}} = 8,57 \text{ м.}$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 6,3 = 2,205 \text{ м.} \quad (3.14)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,205 + 0,0033 \cdot 6,3 = 2,23 \text{ м.} \quad (3.15)$$

Допустимая скорость, во входном сечении взятая по графику $v_{\text{ср}} = f(H_p)$ равна: $v_{\text{вх}} = 5,3 \text{ м/с.}$

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{99330}{9,81 \cdot 39,9 \cdot 0,913} = 278 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.16)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{278 \cdot 225}{360} = 173,72 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.17)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{173,72}{5,3} = 32,78 \text{ м}^2. \quad (3.18)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 10,96 - 4,9 = 6,06 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Высота входного сечения: $b_{\text{вх}} = 5,417 \text{ м.}$

В таблице В.2 приложения В представлен расчет бетонной спиральной камеры, выполненный с использованием Microsoft Excel.

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали строим график

$\varphi_{сп} = f(r_i)$, представленный на рисунке 3.2.

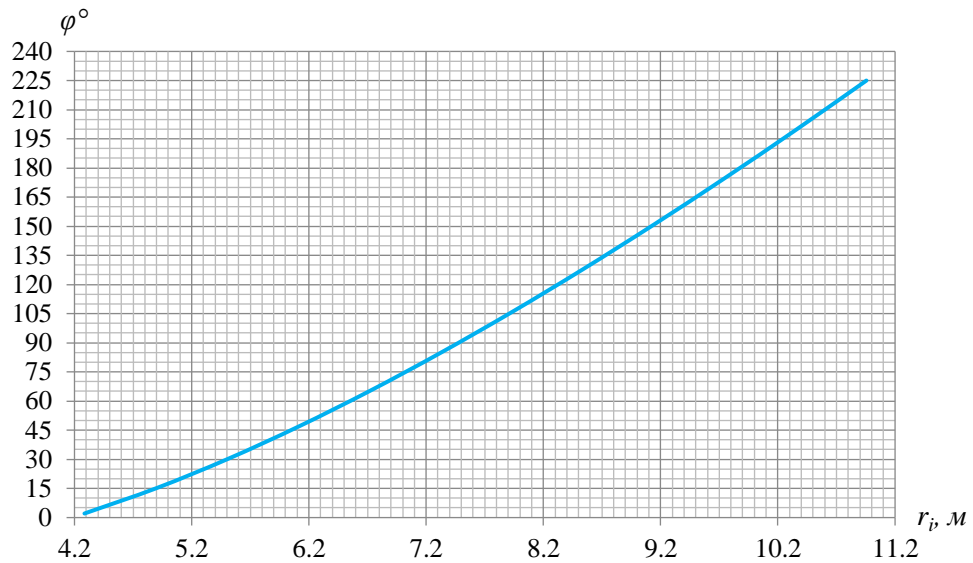


Рисунок 3.2– график $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Путем разбиения графика на интервалы с шагом $\varphi_i = 15^\circ$ снимаем значения, необходимые для построения спиральной камеры. Результаты заносим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Данные для построения спиральной камеры

φ°	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
$r_i, м$	4,2	4,9	5,5	6,05	6,55	7,05	7,5	7,9	8,35	8,7	9,12	9,5	9,9	10,2	10,6	10,95

Ширина подвода, определяемая из ГУХ, равна $B' = 2,928 \cdot D_1 = 18,4$ м, что много больше допустимых 7 метров. Следовательно, необходимо установить промежуточный бычок, шириной:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{278}{400} = 1,7 \text{ м}, \quad (3.20)$$

где Q_{max} – максимальный расход через турбину, равный:

$$Q_{max} = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{расч}} = \frac{99330}{9,81 \cdot 39,9 \cdot 0,913} = 278 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Тогда ширина подвода с учетом промежуточного бычка:

$$B = B' + b = 18,4 + 1,7 = 20 \text{ м}.$$

По полученным данным строим бетонную спиральную камеру, представленную на рисунке В.6 в приложении В.

3.7 Выбор типа маслonaпорной установки

Маслonaпорная установка (МНУ), является одним из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин. Её габаритные размеры определяются объёмом маслoвоздушного котла, зависящего от суммарного объёма сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии [5] определяем тип МНУ, а именно: МНУ 12,5/1-40-12,5-2 – это маслonaпорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 12,5 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслonaсосным агрегатом ГА 12,5/1-40, имеющим сливной бак вместимостью 12,5 м³ с 2 насосами.

3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным[5] (таблица 9.2, стр. 103), определяем тип ЭГР.

Для поворотной-лопастной турбины с диаметром $D_1 = 6,3$ м это: ЭГРК-2И1-150-4; тип панели электрооборудования ЭГР-2И1 (на интегральных микросхемах); тип гидромеханической колонки управления ЭГРК-150-4.

3.9 Расчёт вала на прочность

Вал является одним из наиболее ответственных элементов гидротурбины. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{99330}{125} = 7,74 \text{ кН} \cdot \text{м}; \quad (3.22)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0.33} = \left(\frac{5,1 \cdot 7,74}{30} \right)^{0.33} = 1,09 \text{ м}; \quad (3.33)$$

где $\tau_{доп} = 30 \div 35 \text{ МПа}$

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизованного:

$$D_B = 1100 \text{ мм.}$$

3.10 Расчёт подшипника

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем по критерию работоспособности.

Радиальную силу на рабочем колесе определяем по эмпирической зависимости:

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 99330}{125 \cdot 6,3} = 100,9 \text{ кН}; \quad (3.34)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учетом облицовки, обычно принимается на $(15 \div 20)$ мм больше D_B :

$$d_n = D_B + 0,02 = 1,1 + 0,02 = 1,12 \text{ м}. \quad (3.35)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_{\Pi}} = \frac{100,9}{1,12 \cdot 0,4} = 225,2 \text{ кПа}; \quad (3.36)$$

где $h_{\Pi} = 0,4$ м, взят по справочным таблицам в соответствии с D_B .

Для кольцевых подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{y\partial}]$ равно:

$$[p_{y\partial}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 14,7 = 426,3 \text{ кПа}, \quad (3.37)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{II}}{30} = \frac{3,14 \cdot 125 \cdot 1,12}{30} = 14,7 \text{ м/сек}, \quad (3.38)$$

Тогда:

$$p_{y\partial} < [p_{y\partial}] \rightarrow 225,2 < 426,3 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Выполним расчет сегментного подшипника.

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{(1 + 2\cos \alpha + 2\cos(2\alpha))} =$$

$$= \frac{100,9}{1 + 2 \cos\left(\frac{360}{8}\right) + 2 \cos\left(2 \cdot \frac{360}{8}\right)} = 41,8 \text{ кН}, \quad (3.39)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} = \frac{100,9}{0,373 \cdot 0,4} = 681,7 \text{ кПа}, \quad (3.40)$$

где $l_{сегм}$ - длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{сегм} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 1,12}{8} = 0,373 \text{ м}. \quad (3.41)$$

Для сегментных подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{уд}]$ равно:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 14,7 = 735 \text{ кПа}. \quad (3.42)$$

Тогда:

$$p_{уд} < [p_{уд}] \rightarrow 681,7 < 735 \text{ кПа} \rightarrow \text{условие выполнено.}$$

Направляющий подшипник турбины, предназначен для восприятия радиальных нагрузок. По расчетам видно, что ни в одном из подшипников удельное давление не превышает допустимого значения ($p_{уд} > [p_{уд}]$). Для установки выбираем сегментный подшипник, т.к. сегментные подшипники более технологичны, менее трудоемки при изготовлении и удобнее в эксплуатации на ГЭС.

3.11 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины определяется в соответствии с ОСТ 108.023.105-84 [6].

При диаметре $D_1 = 6,3$ м и зонтичном типе генератора выбираем схему компоновки турбины, при которой подпятник расположен на опоре, установленной на крышке гидротурбины, а верхний подшипник генератора расположен в верхней крестовине. Наглядно схема компоновки представлена на рисунке 3.3.

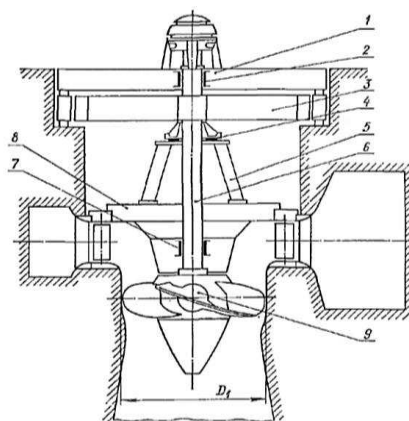


Рисунок 3.3 –Конструктивная схема компоновки гидротурбины

3.12 Выбор кранового оборудования

Масса РК гидротурбины по справочным данным: $G_T = 270,3$ т.

Масса ротора генератора: $G_p = 402$ т. Общий вес генератора: $G_r = 834$ т.

По вышеуказанным значениям массы, а также по данным пособия [7], принимаем к установке мостовой кран К500/80. Пролет крана $L_k = 24,5$ м, высота крюка – 2,7 м, ширина крана $B = 14$ м, высота моста крана $H = 6,8$ м.

3.13 Определение геометрических размеров здания ГЭС

Определенные выше типы турбины, гидрогенератора, крана и их основные размеры позволяют рассчитать габариты здания ГЭС по методике [8], представленной для русловых ГЭС.

Ширина агрегатного блока:

$$B_{\text{бл}} = (2,8 \div 3,2) \cdot D_1 = 3 \cdot 6,3 = 18,9 \text{ м.} \quad (3.43)$$

Длина монтажной площадки:

$$L_{\text{мп}} = 1,5 \cdot B_{\text{бл}} = 29 \text{ м.} \quad (3.44)$$

Длина здания ГЭС поперек течения:

$$L_{\text{ГЭС}} = n_{\text{арг}} \cdot B_{\text{бл}} + L_{\text{мп}} = 3 \cdot 18,9 + 29 = 86 \text{ м.} \quad (3.45)$$

Ширина здания ГЭС вдоль течения:

$$B_{\text{ГЭС}} = (7,5 \div 8,5) \cdot D_1 = 8,4 \cdot 6,3 = 53 \text{ м.} \quad (3.46)$$

Высоту машинного зала назначаем минимально возможными из условия проноса наиболее крупного монтажного узла. Принимаем $H_{\text{мз}} = 19,78$ м.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Алтайской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, маневренности, удобствам и безопасности эксплуатации, а также условиям оптимизации затрат на оборудование и его эксплуатацию [9]. Уровень этих требований в современных условиях повышен в связи с высокой ролью и ответственностью гидроэлектростанций в обеспечении безопасности электроснабжения потребителей и надежности функционирования энергосистемы.

4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбираем трансформаторы собственных нужд, по одному на каждый генератор. В соответствии с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды генератора равна 1% от $\sum P_{Г,ном}$:

$$S_{сн} = 0,01 \cdot \frac{P_{Г,ном}}{\cos\varphi} = 0,01 \cdot \frac{100}{0,85} = 1176 \text{ кВА}, \quad (4.1)$$

где $P_{Г,ном}$ – номинальная активная мощность генератора;
 $\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора.

Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

По каталогу [10], выбираем трансформатор ТСЗ-1600/13,8 УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-1600/13,8 УЗ

$S_{ном},$ МВт	$U, \text{кВ}$		$U_{кз}, \%$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	Стоимость, млн.руб
	$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{кВ}$				
1,6	13,8	6,0	6,0	2,7	14	3,2

$$S_{ТСН} = 1600 \text{ кВ} \cdot \text{А} \geq S_{сн} = 1176 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов

1. Для схемы с единичными блоками

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{100 - 100 \cdot 0,01}{0,85} = 116,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбирается силовой трансформатор без регулирования напряжения с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначены для работы в блоке с генератором ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1* СТО 15352615-024-2012. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 –Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	125
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	242
Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	11
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	380
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{хх}}$	кВт	135
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,5
Стоимость	K_m	млн.руб	120

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.4)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729\text{ч}; \quad (4.5)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов [12, табл. 6.5];

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года [12, табл. 6.7];

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока [12, табл. 6.4];

$T_B = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора [12, табл. 6.6].

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 1178,42 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.6)$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{105}{125} \right)^2 \cdot 2405 = 644,85 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.7)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$U_{(1)} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1178,42 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 644,85 = 12,87 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.8)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [13], равный $0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для трёх блоков величина издержек:

$$U_{(2)} = U_{(1)} \cdot 3 = 12,87 \cdot 3 = 38,62 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.9)$$

2. Для схемы с укрупнёнными блоками

$$S_{\text{рас}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ген}} - P_{\text{сн}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{100 - 1}{0,85} = 232,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.10)$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбирается силовой трансформатор без регулирования напряжения с системой охлаждения вида «ДЦ», предназначены для работы в блоках электростанций ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1 СТО 15352615-024-2012. Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-250000/220- У1

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВ·А	250
Номинальное напряжение высшей обмотки	$U_{\text{вн}}$	кВ	242

Окончание таблицы 4.3

Номинальное напряжение низшей обмотки	$U_{\text{нн}}$	кВ	13,8
Напряжение короткого замыкания	$U_{\text{к}}$	%	11
Потери короткого замыкания	$\Delta P_{\text{к}}$	кВт	650
Потери холостого хода	$\Delta P_{\text{хх}}$	кВт	240
Ток холостого хода	$I_{\text{х}}$	%	0,45
Стоимость	K_m	млн.руб	246

Потери электрической энергии:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.11)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ч} \quad (4.12)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов [12, табл. 6.5];

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года [12, табл. 6.7];

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока [12, табл. 6.4];

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора [12, табл. 6.6].

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,24 \cdot 8729 = 5062,82 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.13)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,65}{2} \cdot \left(\frac{211,76}{250}\right)^2 \cdot 2405 = 560,78 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (4.14)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$\begin{aligned} U_{(3)} &= \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 5062,82 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 560,78 = \\ &= 35,42 \text{ тыс. руб./год} \end{aligned} \quad (4.15)$$

где β_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам [13], равный $0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч), $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · час).

Для трёх блоков величина издержек:

$$U_{(4)} = U_{(1)} + U_{(3)} = 12,87 + 35,42 = 48,29 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.16)$$

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{сн}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 3 \cdot \left(\frac{100 - 2,98}{0,85} \right) = 342,42 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.17)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 220 кВ $P_{\text{нат}} = 135$ МВт. Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_c = 0,85$.

Количество отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{P_{\text{нат}}/\cos\varphi_c} + 1 = \frac{342,42}{135/0,85} + 1 = 3,1. \quad (4.18)$$

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

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{342,42}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 225 \text{ А.} \quad (4.19)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 225 = 259,88 \text{ А,} \quad (4.20)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки [12, с 91];

$\alpha_{\text{T}} = 1,1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации [12, табл. 3.13].

По величине расчётного тока выбираем провод АС-240/32, которому соответствуют следующие характеристики [12, табл 3.15]:

Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605$ А;

Проверка провода по нагреву:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{342,42}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,299 \text{ кА.} \quad (4.21)$$

$I_{п.ав} < I_{доп}$, следовательно, выбранный провод АС-240/32 удовлетворяет условию нагрева.

4.4 Выбор схемы распределительного устройства

Так как проектируемая станция имеет мощность 298 МВт, и должна иметь возможность подключения цифровых устройств, целесообразно применить КРУЭ 220 кВ.

Принимается схема с двумя системами сборных шин (приложение Г, рисунок Г.1 и Г.2).

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

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

$$K_i = n \cdot K_T + t \cdot K_{КРУЭ} + m \cdot K_{ТСН}, \quad (4.22)$$

где $K_{КРУЭ}$ - расчетная стоимость КРУЭ (ячейка КРУЭ – 15 млн.руб.)

K_T - расчетная стоимость силового трансформатора (см. таблицу 3, 4)

$K_{ТСН}$ - расчетная стоимость силового трансформатора (см. таблицу 5)

n – количество трансформаторов

m – количество ТСН

t - количество ячеек ОРУ

$$t = \alpha + \beta + 2 = 4 + 3 + 1 = 8 \text{ (1 случай)}$$

$$t = \alpha + \beta + 2 = 4 + 2 + 1 = 7 \text{ (2 случай)}$$

где α – количество вводных присоединений

β – количество линий

Капиталовложения K_1^{220} для схемы с единичными блоками:

$$K_1^{220} = 3 \cdot 120 + 8 \cdot 15 + 3 \cdot 3,2 = 504,6 \text{ млн. руб}$$

Капиталовложения K_2^{220} для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2^{220} = 246 + 120 + 7 \cdot 15 + 3 \cdot 3,2 = 495,6 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + И_i, \quad (4.23)$$

где E_H – Коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику по приказу Минстроя РФ, равный 15 %.

$$Z_1 = 0,15 \cdot 5046000000 + 38620 = 756938620 \text{ руб./год.}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 4956000000 + 48290 = 743448290 \text{ руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{756938620 - 743448290}{756938620} \cdot 100\% = 1,78\%. \quad (4.24)$$

Поскольку разница капиталовложений между укрупненным блоком и одиночным блоком менее 5 %, а именно 1,78 %, варианты являются экономически равноценными, для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем первый вариант.

4.6 Расчёт токов короткого замыкания

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим сопротивления всех элементов цепи в именованных единицах. Сопротивления синхронного генератора:

$$x_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{117,7} = 0,3 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

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

$$r_\Gamma = \frac{x_\Gamma}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{0,3}{314 \cdot 0,045} = 0,02 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;
 $T_{a,\Gamma}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{кз\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,5 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где $u_{кз\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 $U_{ВН}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,38 \cdot \frac{242^2}{125^2} = 1,4 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где $S_{НОМ}$ – полная номинальная мощность трансформатора;
 ΔP_K – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 220 кВ:

$$x_{ВЛ} = x_{о,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 90 = 39,2 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где $x_{о,уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ;
 l – длина ВЛ;
 n – число параллельных линий.

$$\begin{aligned} r_{ВЛ} &= r_{о,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 90 \\ &= 10,9 \text{ Ом}, \end{aligned} \quad (4.30)$$

где $r_{о,уд}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{б1}^2}{S_{к.з}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

где $U_{б1}$ – базисное напряжение системы;
 $S_{к.з}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$r_c = \frac{x_c}{T_{а,с} \cdot \omega} = \frac{352,67}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}. \quad (4.32)$$

ЭДС генераторов:

$$E_T = E''_* \cdot U_{б2} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ}, \quad (4.33)$$

где $U_{б2}$ – базисное напряжение генератора;

E''_* – сверхпереходная ЭДС для генератора с демпферной обмоткой.
ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{61} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.34)$$

где E''_{*c} – значение сверхпереходной ЭДС для энергосистемы.

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{13,8}{242} = 0,057. \quad (4.35)$$

4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже представлены таблицы с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора. Принцип нумерации узлов изображён на рисунке 4.1, а исходных данных по ветвям – на рисунке 4.2.

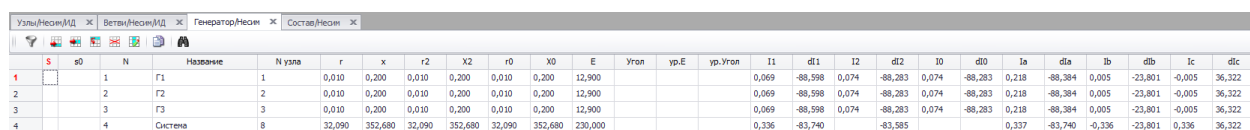
	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			y	1	Г1		14
2	<input type="checkbox"/>			y	2	Г2		14
3	<input type="checkbox"/>			y	3	Г3		14
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок-1		14
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок-2		14
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок-3		14
7	<input type="checkbox"/>			y	7	КРУЭ		230
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Система		230

Рисунок 4.1 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тип0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Г1 - Блок-1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Г2 - Блок-2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Г3 - Блок-3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок-1 - КРУЭ	1,40	51,50					0,043
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок-2 - КРУЭ	1,40	51,50					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок-3 - КРУЭ	1,40	51,50					0,043
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	10,90	39,20					

Рисунок 4.2 – Исходные данные по ветвям

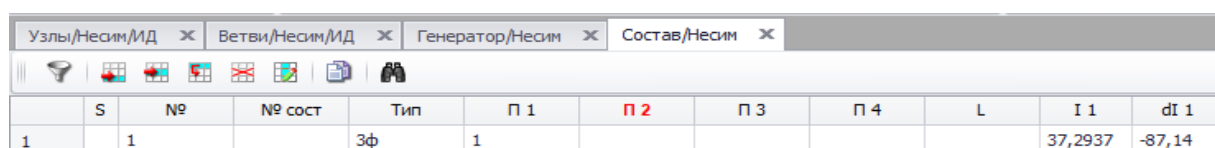
На рисунке 4.3 изображены исходные данные по генераторам.



S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	up.E	up.Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1		1	G1	1	0,010	0,200	0,010	0,200	0,010	0,200	12,900				0,069	-88,598	0,074	-88,283	0,074	-88,283	0,218	-88,384	0,005	-23,801	-0,005	36,322
2		2	G2	2	0,010	0,200	0,010	0,200	0,010	0,200	12,900				0,069	-88,598	0,074	-88,283	0,074	-88,283	0,218	-88,384	0,005	-23,801	-0,005	36,322
3		3	G3	3	0,010	0,200	0,010	0,200	0,010	0,200	12,900				0,069	-88,598	0,074	-88,283	0,074	-88,283	0,218	-88,384	0,005	-23,801	-0,005	36,322
4		4	Система	8	32,090	352,680	32,090	352,680	32,090	352,680	230,000				0,336	-83,740		-83,585			0,337	-83,740	-0,336	-23,801	0,336	36,322

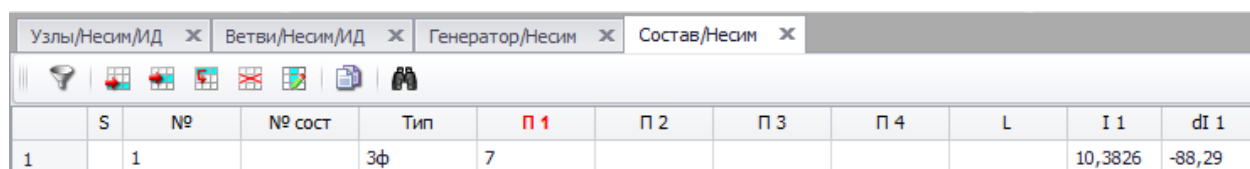
Рисунок 4.3 – Исходные данные по генераторам

На рисунках 4.4 и 4.5 изображены результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и КРУЭ 220кВ соответственно.



S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	1					37,2937	-87,14

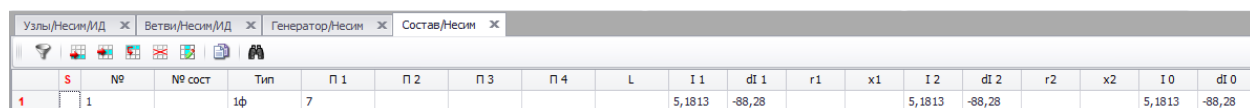
Рисунок 4.4 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов



S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1		3ф	7					10,3826	-88,29

Рисунок 4.5 – Результат расчёта трехфазного КЗ на КРУЭ

На рисунке 4.6 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ.



S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1		1ф	7					5,1813	-88,28			5,1813	-88,28			5,1813	-88,28

Рисунок 4.6 – Результат расчёта однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ

4.6.3 Результаты расчёта токов короткого замыкания

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	$T_{un} TKЗ$	$I_{п.о}, \text{кА}$	i_y
1ф	КРУЭ 220 кВ	15,54	24,17
3ф	КРУЭ 220 кВ	10,38	16,15
3ф	Вывода генераторов 13,8кВ	37,29	94,92

$I_{\text{КРУЭ}}^{(1)} = 15,54 \text{ кА} > I_{\text{КРУЭ}}^{(3)} = 10,38 \text{ кА}$, следовательно, величина тока однофазного КЗ на КРУЭ 220кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.7 Выбор и проверка оборудования

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение нескольких требований:

1. Длительное проведение рабочих токов без чрезмерного повышения температуры;
2. Противостояние кратковременным электродинамическим и тепловым действиям токов КЗ;
3. Выдерживание механических нагрузок, удовлетворение требованиям экономичности.

4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и при сниженном на 5 % напряжении:

$$I_{Г\text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot I_{Г,\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 4,92 = 5,17 \text{ кА}; \quad (4.36)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{Г,\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,\text{НОМ}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,29 \text{ кА}; \quad (4.37)$$

Рабочий ток в линиях связи с системой 220 кВ в нормальном режиме:

$$I_{Л\text{ раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{353,1}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,22 \text{ кА}. \quad (4.38)$$

Расчетный ток утяжеленного режима при отключении одной линии:

$$I_{Л\text{ раб.утяж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{Л} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{353,1}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 230} = 0,29 \text{ кА}. \quad (4.39)$$

4.7.2 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

4.7.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-15-50/6300 и разъединитель РВР-20/8000 МУЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15-50/6300	Разъединитель РВР-20/8000 МУЗ
$U_{\text{сети, ном}} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5170 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 37,29 \text{ кА}$	$I_{\text{ис.скв}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 250 \text{ кА}$
$i_y = 94,92 \text{ кА}$	$i_{\text{пик.скв}} = 130 \text{ кА}$	$I_{\Gamma, \text{ст}} = 100 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 37,29^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 125,15 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного

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

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

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а, следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

4.7.2.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ОТТ-20кВ. Производитель ООО «ПРОФОТЕК». Проверка трансформатора тока ОТТ-20кВ представлена в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ЦТТ-20кВ

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 5170 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 6000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ОТН-20кВ. Производитель ООО «ПРОФОТЕК». Параметры трансформатора напряжения ЦТН-20кВ представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 20 УХЛ1 фирмы ОАО «УралЭнерго».

4.7.2.3 Выбор параметров КРУЭ

Достоинством КРУЭ является многофункциональность — в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность. Подстанция с модулем КРУЭ занимает 5–10% площади подстанции с открытым распределительным устройством. Благодаря такой компактности подстанция может быть размещена в густонаселенных районах, гористой местности и т.д.

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF₆) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для рассмотрения выбираем ячейку КРУЭ ЯГГ-220 производства «Электроаппарат». Данные по выбору КРУЭ 220кВ представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору КРУЭ 220кВ

Расчетные данные	Каталожные данные Ячейка ЯГГ-220У
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 290 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 15,54 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 24,17 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} = 50 \text{ кА}$
	$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,54^2 \cdot (0,08 + 0,01)$ $= 21,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами. Шкафы управления КРУЭ оснащены цифровыми терминалами, позволяющими реализовать систему «Цифровая подстанция» согласно МЭК 61850. Измерительные трансформаторы тока и напряжения, устанавливаемые в КРУЭ могут быть как электромагнитными с МОУ устройствами, так и полностью цифровыми. Технические характеристики ячейки КРУЭ представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{ном}} = 220$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	

Окончание таблицы 4.10

Ток электродинамической стойкости, кА	$I_d = 1255$
Ток термической стойкости, кА	$I_T = 50$
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	440
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	900
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,25
Для измерений	0,5
Для защиты	10р
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,2
Для измерений	0,5
Для защиты	3р
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей необходимо защищать от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями. Также оборудование необходимо оснащать устройствами автоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

В данной работе рассматриваются основные защиты гидрогенератора и трансформатора.

5.1 Расчет номинальных токов

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного расчёта.

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{H}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{117,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4920 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

Номинальный ток генератора, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{H}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}^{(1)} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{4920 \cdot 1}{5000/5} = 4,92 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

$K_{\text{ТТ НН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Номинальный ток на стороне высшего напряжения распределительного устройства:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{125 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242} = 298 \text{ А}, \quad (5.3)$$

где $S_{\text{НОМ Т}}$ – номинальная полная мощность силового трансформатора;
 $U_{\text{НОМ Т}}$ – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный ток на стороне высшего напряжения приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{298}{300/5} = 4,97 \text{ А}, \quad (5.4)$$

где $K_{\text{ТТ ВН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне высшего напряжения.

Выбор вспомогательного генератора:
Мощность генератора возбуждения

$$S_{\text{ном,ВГ1}} = \frac{I_{\text{ном,рот}}^{(1)}}{1,2255} \cdot U_{\text{ном,рот}} = \frac{1300}{1,2255} \cdot 191 = 203 \text{ кВА}, \quad (5.5)$$

где $I_{\text{ном,рот}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора;
 $U_{\text{ном,рот}}$ – номинальное напряжение ротора.

Принимаем генератор возбуждения СТС-300-800-2,5 мощностью 240кВА

$$I_{\text{ном,2}} = \frac{S_{\text{ном,ВГ1}}}{U_{\text{ном,рот}}} = \frac{240}{191} = 1,26 \text{ кА}. \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1,26}{1500/5} = 4,2 \text{ А}. \quad (5.7)$$

5.2 Перечень защит основного оборудования

Согласно ПУЭ [29] для гидрогенератора СВ-1130/140-48ТС4 мощностью 117,7 МВт должны быть предусмотрены следующие виды защит:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;

- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Виды защит для трансформатора – ТДЦ-125000/220-У1 в соответствии с ПУЭ [29]:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения;
- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева КИВ-220.

Виды защит для трансформатора собственных нужд ГЭС ТСЗ-1600/13,8 УЗ в соответствии с ПУЭ [29]:

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

Защиты воздушных линий 220 кВ:

- Основные защиты:
- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от междуфазных 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 220кВ предусматривается УРОВ 220кВ.

5.3 Технические данные защищаемого оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
Генератор	Тип		СВ-1130/140-48ТС4
	Мощность номинальная	Полная, МВА	117,7
		Активная, МВт	100
	Номинальное напряжение, кВ		13,8
	Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,85
	Частота, Гц		50
	Частота вращения, об/мин		125
	Номинальный ток статора, А		4920
	Ток ротора при номинальной нагрузке, А		1300
	Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	Синхронное X_d	0,91
		Переходное X'_d	0,26
		Сверхпереходное X''_d	0,21
Индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,22	
Емкость обмотки статора, мкФ		0,7	
Трансформатор	Тип		ТДЦ-125000/220-У1
	Мощность номинальная, МВА		125
	Номинальное высшее напряжение, кВ		242
	Номинальное низшее напряжение, кВ		13,8
	Напряжение короткого замыкания, %		11
	Группа соединений		Y_n/Δ
Трансформатор собственных нужд ГЭС	Тип		ТСЗ-1600/13,8
	Номинальная полная мощность, кВа		1600
	Номинальное высшее напряжение, кВ		13,88
	Номинальное низшее напряжение, кВ		6,0
	Напряжение короткого замыкания, %		5,5
	Схема и группа соединений		$\Delta/Y_n - 11$

5.4 Описание и расчет уставок защит

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ІΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{ном} = 4920 \text{ А}$.

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

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 4920 = 246 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока, равный 0,5;
 f_i – относительная погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;
 $I_{н}$ – номинальный ток генератора.

1) Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{ср.0} \geq K_n \cdot I_{нб(н)} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{н} = 0,1 \cdot I_{ном}, \quad (5.9)$$

где K_n – коэффициент надежности, равный 2.

Принимаем уставку начального тока срабатывания равной:

$$I_{ср.0} = 0,15 \cdot I_{н} = 0,15 \cdot 4920 = 738 \text{ А}. \quad (5.10)$$

2) Чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока определяет коэффициент торможения, величина которого выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{нб(КЗ)} = K_{ан} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{макс}, \quad (5.11)$$

где $K_{ан} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;
 $I_{макс}$ – максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора, равный:

$$I_{макс} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_{ном} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 4920 = 26474,3 \text{ А}, \quad (5.12)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора;
 x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора.

Тогда максимальный ток небаланса равен:

$$I_{нб(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 26474,3 = 2647,4 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяется по следующему условию:

$$K_m > \frac{I_{нб(КЗ)} \cdot K_n}{I_m}, \quad (5.13)$$

где K_n – коэффициент надежности;
 I_m – ток трехфазного КЗ на выводах генератора равный $I_{макс}$.

Тогда:

$$K_m > \frac{2647,4 \cdot 2}{26474,3};$$

$$K_m > 0,2.$$

3) Уставка начального торможения выбирается исходя из условия:

$$I_{нт} = \frac{I_{ср.0}}{K_m} = \frac{0,15 \cdot I_n}{0,3} = 0,5 \cdot I_n. \quad (5.14)$$

4) Тормозной ток B , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки B должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{ср.0}}{K_m} = \frac{0,15 \cdot I_n}{0,3} = 0,5 \cdot I_n. \quad (5.15)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5I_n$.

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания: $I_{отс} = (2 \div 12)I_{ном}$.

Принимаем уставку:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 4920 = 29,52 \text{ кА.} \quad (5.16)$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1.

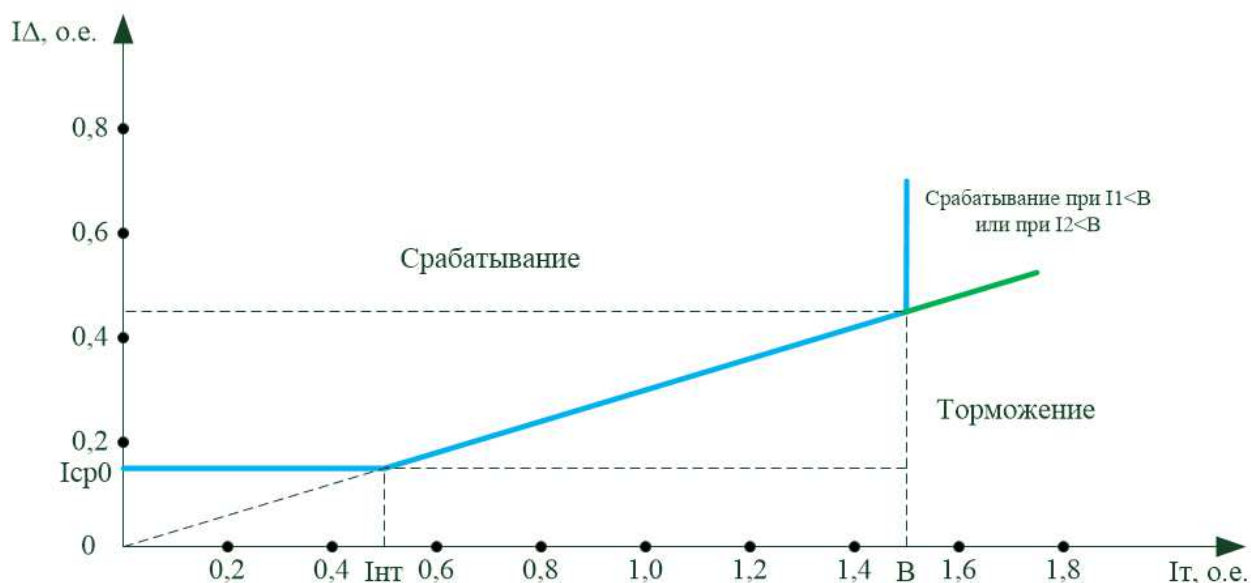


Рисунок 5.1 – Защита действует на отключение генератора, гашение полей, остановку турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0))

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{эл.ст.}}$ приведена на рисунке 5.2:

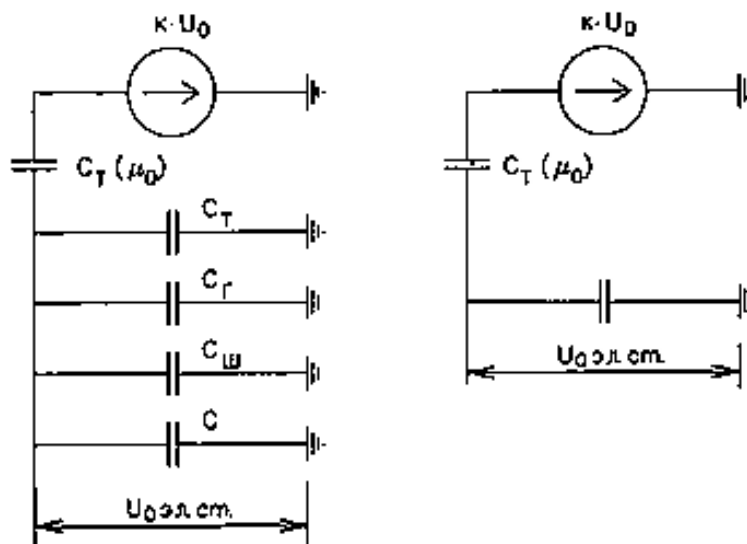


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}}, \quad (5.17)$$

где C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{\text{ВГ}}$ – емкость генераторного выключателя.

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.18)$$

где $U_{\text{НОМ ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора.

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.19)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение U_0 по обмотке ВН трансформатора;

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора.

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = 0,5 \cdot 46,57 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 286 \text{ В.}$$

Суммарный емкостный ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}, \quad (5.20)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 7,2 \text{ А.}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.21)$$

где K_H – коэффициент надежности;
 K_B – коэффициент возврата;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{13,8 / (\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3})} \cdot 286 = 1,89 \text{ В.}$$

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

2) Второй орган – это орган U_{03} , реагирующий на соотношение напряжения третьей гармоники и напряжения в нейтрали на выводах генератора. Он защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа U_{03} выбирается по коэффициенту торможения K_T от 1 до 3. Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от K_T будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,323 \text{ о. е.} \quad (5.22)$$

Из выражения 5.24 видно, что орган U_{03} при $K_T = 1,1$ работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Данная защита работает с выдержкой времени 0,5 секунд и действует на отключение выключателя генератора, на гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

1) Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{НОМ}}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.23)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1 >$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

Уставка $U1 >$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{НОМ}}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.24)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ, принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_{Н}$.

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

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Данная защита предназначена для ликвидации перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{*2СИГН} = 0,07 \cdot I_{Н}.$$

2) Пусковой орган ($I_{2ПУСК}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по

условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 700$ с.

Относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.25)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;

t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,18, \quad (5.26)$$

где K_H – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,18 \cdot I_H, \quad (5.27)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток генератора.

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ с.} \quad (5.28)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{A_{\text{ИО}}}{(I_{*2})^2} = \frac{30}{(I_{*2})^2}. \quad (5.29)$$

Из формулы (5.29):

$$30 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

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

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность t , (с)	30	83	120	188	333	700

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

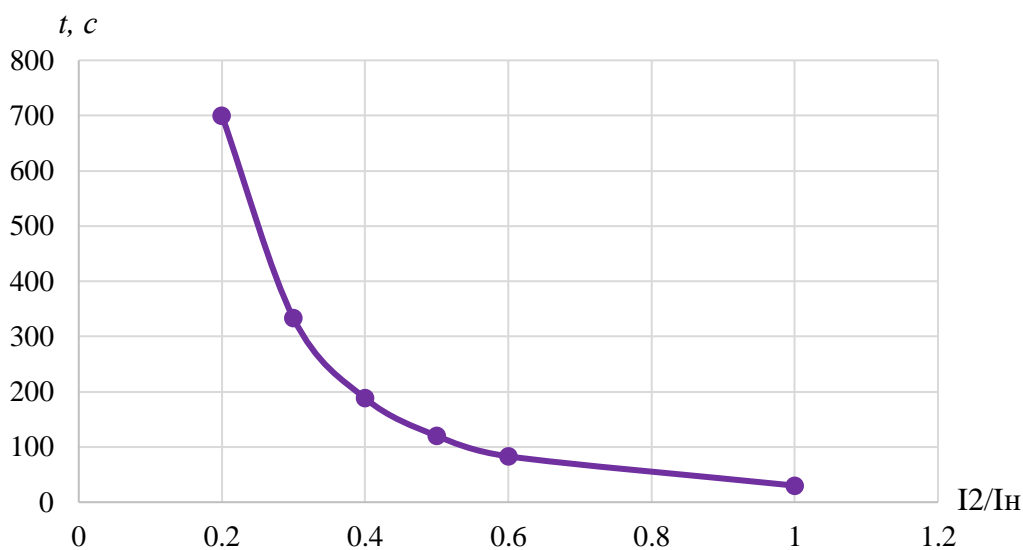


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий I_2

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин}} = 30 \text{ с}$, $t_{\text{макс}} = 700 \text{ с}$.

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов I_2 .

По второму условию:

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

$$x_2 = x_d'' = 0,21,$$

$$x_{d\text{ВН}}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 64,58 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

$$x_{\text{вл}}^* = x_{\text{вл}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 39,2 \cdot \frac{117,7}{242^2} = 0,078 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

$$x_m = \frac{u_{\text{к}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{117,7}{125} = 0,104 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

$$I_{2\text{СЗ}^*} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{d\text{ВН}}'' + x_m + x_{\text{вл}}^*)} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (64,85 + 0,104 + 0,078)} = 0,006 \text{ о. е.} \quad (5.33)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 $x_{d\text{ВН}}''$ - сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения;
 x_{Γ} - сопротивление обратной последовательности генератора;
 x_{T} - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2\text{СЗ}^*} = 2 \cdot I_{2\text{СЗ}} \cdot K_m = 2 \cdot 0,006 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right) = 0,21 \quad (5.34)$$

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

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.35)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.36)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

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

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

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

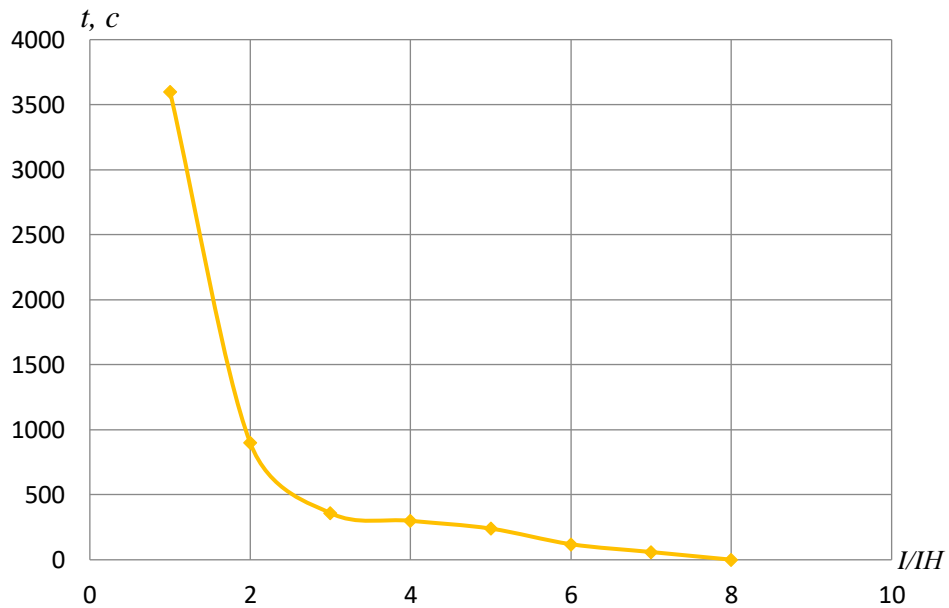


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,4 \cdot I_H}{0,98} = 1,429 \cdot I_H. \quad (5.37)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66 \text{ В}. \quad (5.38)$$

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

5.4.6 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{H \text{ рот}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.39)$$

где $I_{НОМ.Р}$ – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.40)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.3, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	длительно	210	150	120	90	72	60	20

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5:

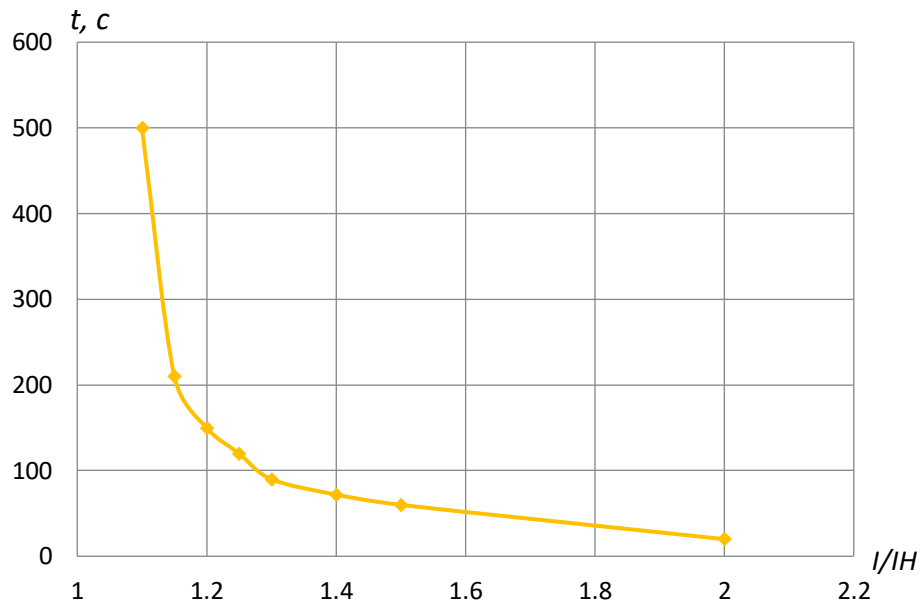


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \quad (5.41)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Алтайская ГЭС – Катунь:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 65,59 + \frac{0,8}{3} \cdot 2,71 = 53,19 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;
 $Z'_{1Л}$ – сопротивление линии;
 K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,14 \cdot 242^2}{125} = 65,59 \text{ Ом}.$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{39,2^2 + 10,9^2} = 2,71 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,14 \cdot \frac{117,7}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{117,7}{242^2} \cdot 2,71 = 0,107 \text{ о.е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_{б1} = 0,107 \cdot 1,62 = 0,173 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

где $Z_{б1}$ – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_{б1} = \frac{U_{б1}^2}{S_{НОМ Г}} = \frac{13,8^2}{117,7} = 1,62 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{сз I} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,173 \cdot \frac{\frac{5000}{13,8}}{0,1} = 1,25 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,50 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4920} = 1,61 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,91} = 3,35, \quad (5.48)$$

где $\frac{I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}}$ – отношение токов генератора в номинальном и холостом режимах;
 x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.49)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = Z_{\text{НАГР.}\Phi \text{ о.е.}} \cdot Z_{\zeta 1} = 0,38 \cdot 1,62 = 0,616 \text{ Ом.} \quad (5.50)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.51)$$

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

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗ II}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,345 \text{ о. е.} \quad (5.52)$$

$$Z_{\text{СЗ II}} = Z_{\text{СЗ II о.е.}} \cdot Z_{\zeta 1} = 0,345 \cdot 1,62 = 0,56 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,56 \cdot 5000/5}{13,8/0,1} = 4,06 \text{ Ом.} \quad (5.54)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,06 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%.

Уставки по сопротивлению смещения, взятые от первичных величин $Z_{CM1} = 0,03 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,084 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение МШВ, с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

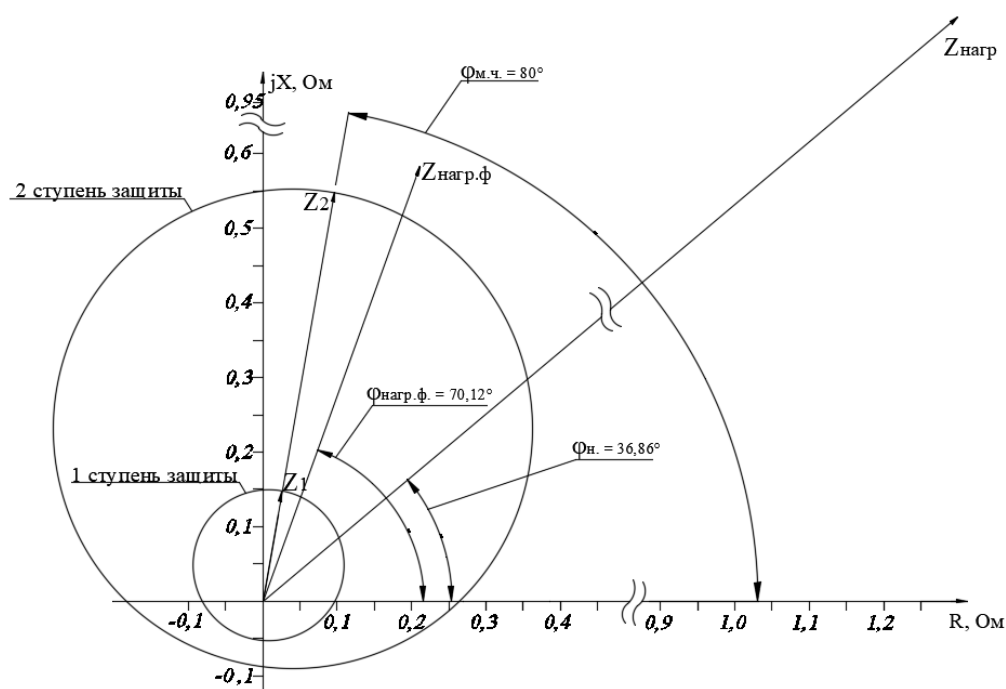


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Алтайской ГЭС было выбраны современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «Экра»[30].

Выбранный терминал имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне

действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

Благодаря блочной конструкции цифрового терминала и модульному программному обеспечению, защиты генератора обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Д в таблицах Д.1 и Д.2 соответственно.

6 Компоновка и состав сооружений гидроузла

Для проведения требуемых расчётов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС).

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать при аварии на ГЭС равно 4011 человек. Присваивается I класс сооружения, так как численность людей более 3000.

$N_{уст} = 298$ МВт, что соответствует III классу сооружения.

Предварительная компоновка показала, что высота бетонной плотины будет находиться в пределах 50-55 м, Грунт основания - гранит и метаморфические сланцы. На основании этих показателей предусмотрен II класс.

В конечном итоге Алтайский гидроузел будет относиться к I классу сооружений.

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Определение отметки гребня грунтовой плотины

За отметку гребня грунтовой плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 a – конструктивный запас, $a = 0,8$ м.

Определяем высоту ветрового нагона волны по формуле:

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

где $v = 25$ м/с – расчетная скорость ветра;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_W = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 2,55 \cdot 10^{-7}, \quad (6.4)$$

$L = 6085$ м – длина разгона волны;

$$\alpha_w = 0^\circ;$$

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{516 - 466}{2} = 25 \text{ м.} \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 2,55 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{25^2 \cdot 6085}{9,81 \cdot 25} \cdot \cos 0^\circ = 0,04 \text{ м.}$$

Для нахождения k_i находим безразмерные величины $\frac{gL}{v^2}, \frac{gt}{v}$:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 6085}{25^2} = 95,51, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{25} = 8475, \quad (6.7)$$

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

По верхней огибающей кривой графика снимаем [32, приложение 1, рис.1] величины $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ для полученных значений $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$, результаты которых представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 95,51$	$\frac{g \cdot t}{v} = 8475$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,58	3,7
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,018	0,076

Принимаем значения $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 1,58$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 0,018$ и определяем параметры

волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,018 \cdot v^2}{g} = \frac{0,018 \cdot 25^2}{9,81} = 1,147 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,58 \cdot v}{g} = \frac{1,58 \cdot 25}{9,81} = 4,027 \text{ с.} \quad (6.9)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,027^2}{2 \cdot 3,14} = 25,3 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2} = \frac{25,3}{2} = 12,65 \leq 25. \quad (6.11)$$

$25 \geq 12,56$ – условие (6.11) выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,09 \cdot 1,147 = 2,39 \text{ м,} \quad (6.12)$$

где $k_i = 2,09$ – коэффициент, определяемый по графику [32, приложение 1, рис.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{v^2}$.

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,04 + 2,39 + 0,8 = 3,23 \text{ м.}$$

Таким образом отметка гребня грунтовой плотины по (6.1) равна:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 516 + 3,23 = 519,23 \text{ м.}$$

Принимаем $\nabla_{\text{ГБП}} = 520 \text{ м.}$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход через водосбросную плотину:

$$Q_{\text{осн.расч}} = Q_{\text{max.осн}} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}}, \quad (6.13)$$

где $Q_{max.осн}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений;
 n – количество гидроагрегатов на станции;
 $Q_{га}$ – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{осн.расч} = 4150,1 - (3 - 1) \cdot 291 - \frac{6,57 \cdot 10^9}{6 \cdot 2592000} = 3145,65 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{осн.расч}}{q_B}, \quad (6.14)$$

где q_B – удельный расход на водосливе;
 q_p – удельный расход на рисберме;
 $h_{нб}$ – глубина воды в НБ, определяемая по кривой $\nabla_{НБ} = f(Q_{НБ})$, при $Q_{max.осн}$ из рисунка 1.3;
 $v_{доп}$ – допустимая скорость на рисберме, равная 5 м/с, т.к. грунт, слагающий дно реки – гранит.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = v_{доп} \cdot h_{нб} = 5 \cdot 3,15 = 15,75 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.15)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 15,75 = 19,69 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{3145,65}{19,69} = 159,78 \text{ м}.$$

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

$$B = n \cdot b = 10 \cdot 16 = 160 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где n – число пролётов;
 b – стандартная ширина пролёта, принимается 16 м.

Так как число затворов более 6, то учитываем возможность неоткрытия одного из них, поэтому добавляем ещё один пролёт.

При этом пропуск расчётного расхода воды должен обеспечиваться при НПУ без учёта дополнительного пролёта, т.е. через водосливной фронт шириной $B = 160$ м.

Ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта и быков:

$$B_B = (n + 1) \cdot b + ((n + 1) - 1) \cdot \delta_B = (10 + 1) \cdot 16 + ((10 + 1) - 1) \cdot 3 = 206 \text{ м.} \quad (6.18)$$

6.2.2 Расчёт аварийного водосброса (глубинных водовыпусков)

По формуле (6.19) определяют площадь водосбросных отверстий $\omega_{\text{во}}$, затем назначают их число и размеры водосбросного отверстия.

$$Q = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}} \quad (6.19)$$

$$\omega = \frac{Q}{\mu \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} = \frac{422}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,5}} = 17,5 \text{ м}^2, \quad (6.20)$$

где μ – коэффициент расхода, равный 0,8;

$H_{\text{во}}$ – напор над центром сечения входного отверстия глубинного водовыпуска.

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 516 - 469,5 = 46,5 \text{ м;} \quad (6.21)$$

где $\nabla \text{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия, равная:

$$\nabla \text{ВО} = \nabla \text{ПО} + \frac{h_{\text{во}}}{2} = 468 + \frac{3}{2} = 469,5 \text{ м,} \quad (6.22)$$

где $h_{\text{во}} = 3$ м – высота отверстия, принята предварительно, м;

$\nabla \text{ПО}$ – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla \text{ПО} = \nabla \text{ДНА} + h_n = 466 + 2 = 468 \text{ м,} \quad (6.23)$$

где $h_n = 2$ – высота порога, м.

Ширина выходного отверстия:

$$b'_{\text{во}} = \frac{\omega_{\text{во}}}{h_{\text{во}}} = \frac{17,5}{3} = 5,8 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Количество донных водосбросов $n=2$. Ширина одного донного отверстия водосброса:

$$b_{60} = \frac{b'_{60}}{2} = \frac{5,8}{2} = 1,93 \text{ м.} \quad (6.25)$$

Окончательно принимаем $b_{60} = 2 \text{ м.}$

В итоге принимаем два водовыпуска, высота которых 3 м, ширина 2 м соответственно. При этом площадь одного сечения 6 м².

6.2.3 Определение отметки гребня водослива

Определяем напор на гребне водослива без учёта сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{\sigma_H \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{3145,65}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,35 \text{ м,} \quad (6.26)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{осн.расч}}}{m \cdot \sigma_H \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.27)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

σ_H – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\sigma_H = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (10 - 1) \cdot 0,45}{10} \cdot \frac{4,35}{16} = 0,98, \quad (6.28)$$

где b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

Напор перед водосливом:

$$H_{02} = \left(\frac{3145,65}{0,49 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,42 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива определяется как:

$$H_B = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.29)$$

$$\text{где } v_0 = \frac{Q_{\text{осн.расч}}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.30)$$

где $\delta_B = 3\text{ м}$ – толщина разрезного быка, равная:

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_0 = \frac{3145,65}{(516 - 466)(176 + (11 - 1) \cdot 3)} = 0,31\text{ м/с.}$$

Напор на гребне водослива:

$$H_B = 4,42 - \frac{1,1 \cdot 0,31^2}{2 \cdot 9,81} = 3,92 \text{ м.}$$

Стандартное значение $H_{\text{ст}} = 4 \text{ м}$.

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 516 - 4 = 512 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1,6H_{\text{ст}} = 512 + 1,6 \cdot 4 = 519 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Устанавливаем проектную отметку гребня плотин напорного фронта – наибольшую из: $\nabla\text{ГБП} = 520 \text{ м}$, $\nabla\text{ГБ} = 519 \text{ м}$.

За отметку плотины принимаем: $\nabla\text{ГБ} = 520 \text{ м}$.

6.2.4 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Поверочный расход через водобросную плотину:

$$Q_{p.\text{нов}} = Q_{\text{max.нов}} - Q_{\text{за}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{сп}}}; \quad (6.33)$$

где $Q_{\text{max.нов}}$ – максимальный основной расход с учетом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,01% для I класса сооружений;
 n – количество гидроагрегатов на станции;

Q_{ca} – пропускная способность одного агрегата.

$$Q_{p.нов} = 4981,6 - 291 - \frac{6,57 \cdot 10^9}{6 \cdot 2592000} = 4268,1 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{p.нов}}{\sigma_n \cdot \sigma_n \cdot m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4268,1}{1 \cdot 1 \cdot 0,49 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,33 \text{ м} \quad (6.34)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для водослива практического профиля.

Определяем напор на гребне водослива с учётом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{p.нов}}{m \cdot \sigma_n \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.35)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления;

σ_n – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле:

$$\sigma_n = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (10 - 1) \cdot 0,45}{10} \cdot \frac{5,33}{16} = 0,99, \quad (6.36)$$

где b – ширина пролёта;

n – число пролётов;

$\xi_y = 0,7$ – коэффициент формы боковых устоев;

$\xi_0 = 0,45$ – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

$$H_{02} = \left(\frac{4268,1}{0,49 \cdot 0,99 \cdot 1 \cdot 160 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,36 \text{ м}$$

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

$$H_{нов} = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g}, \quad (6.37)$$

$$\text{где } v_{0нов} = \frac{Q_{p.нов}}{(\nabla\PhiПУ - \nablaДНО)(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.38)$$

Скорость подхода потока перед водосливом:

$$v_{0нов} = \frac{4268,1}{(518 - 466)(176 + (11 - 1) \cdot 3)} = 0,4 \text{ м/с.}$$

$$H_{нов} = 5,36 - \frac{1,1 \cdot 0,4^2}{2 \cdot 9,81} = 5,4 \text{ м.}$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\Phi\PiУ_p = \nablaГВ + H_{нов} = 512 + 5,35 = 517,4 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Так как расчетной отметки $\nabla\Phi\PiУ_p = 517,4$ м не достаточно для пропуска поверочного расхода, принимаем отметку $\nabla\Phi\PiУ = 518$ м.

6.2.5 Построение оголовка водослива по Кригер - Офицерову

Очертание оголовка строится по координатам Кригера – Офицера (таблица 6.2), где координаты, представленные в [33, табл. 6-12], перемножаются на $H_{ст} = 4$ м.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

x	y	x*	y*
0	0,126	0,000	1,008
0,1	0,036	0,800	0,288
0,2	0,007	1,600	0,056
0,3	0,000	2,400	0,000
0,4	0,006	3,200	0,048
0,5	0,027	4,000	0,216
0,6	0,060	4,800	0,480
0,7	0,100	5,600	0,800
0,8	0,146	6,400	1,168
0,9	0,198	7,200	1,584
1	0,256	8,000	2,048
1,1	0,321	8,800	2,568
1,2	0,394	9,600	3,152
1,3	0,475	10,400	3,800
1,4	0,564	11,200	4,512
1,5	0,661	12,000	5,288

Оголовок плотины представлен на рисунке Е.1 приложения Е.

6.2.6 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Принимаем сопряжение бьефов с донным режимом. Определим параметры гидравлического режима.

Критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.расч.}^2}{B_B^2 g}}, \quad (6.40)$$

где α – коэффициент Кориолиса, равный 1,1.

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3145,65^2}{206^2 \cdot 9,81}} = 2,97 \text{ м.}$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$\begin{aligned} h'_{c1} &= \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} \\ &= \frac{15,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (516 - 466 - 0)}} = 0,54 \end{aligned} \quad (6.41)$$

$$q_c = \frac{Q_{осн.расч}}{B_B} = \frac{3145,65}{206} = 15,3 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.42)$$

Уточним величину первой сопряженной глубины:

$$\begin{aligned} h'_{c1} &= \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2g \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h'_{c1})}} \\ &= \frac{15,3}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (516 - 466 - 0,54)}} = 0,54 \end{aligned} \quad (6.43)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$\begin{aligned} h''_c &= \frac{h'_{c1}}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_{c1}} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,54}{2} \cdot \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{2,97}{0,54} \right)^3} - 1 \right) \\ &= 9,53 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.44)$$

Определим тип прыжка:

Так как $h''_c = 9,53 \text{ м} > h_{НБ} = 3,15 \text{ м}$, то имеем отогнанный прыжок.

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

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, поэтому необходимо проектировать сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка.

Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии.

Применим гашение избыточной энергии с помощью носка трамплина.

6.2.7 Расчет носка трамплина и дальности отлета струи

Из рекомендаций отметка носка принимается выше максимальной отметки нижнего бьефа. Максимальная отметка нижнего бьефа при расчетном случае $\nabla_{НБQ0,01\%} = 469,63 \text{ м}$, тогда $h_{НБQ0,01\%} = 3,63 \text{ м}$

Высота от дна до носка:

$$a = h_{НБQ0,01\%} + 2 = 3,63 + 2 = 5,63 \text{ м}, \quad (6.45)$$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНО} + a = 466 + 5,63 = 471,63 \text{ м}, \quad (6.46)$$

Определим напор воды на носке:

$$z_n = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 516 - 471,63 = 44,37 \text{ м}, \quad (6.47)$$

Далее, используя величину напора на носке, определим скорость потока на нем:

$$v_n = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot z_n} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 44,37} = 26,55 \text{ м/с}, \quad (6.48)$$

$$Z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} - h_{НБ} = 516 - 466 - 3,15 = 46,85 \text{ м}. \quad (6.49)$$

Определим дальность отлета струи:

$$L = K_a \cdot z_n \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{z_n} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.50)$$

где α – угол наклона носка, $\alpha = 30^\circ$

$K_a = 0,9$ – коэффициент аэрации, принимаемый исходя из числа Фруда:

$$Fr = \frac{v_h^2}{g \cdot h_n} = \frac{26,55^2}{9,81 \cdot 0,58} = 125 \geq 35, \quad (6.51)$$

где h_n – высота потока воды на носке, определяется по формуле:

$$h_n = \frac{q_0}{v_h} = \frac{15,3}{26,55} = 0,58 \text{ м}, \quad (6.52)$$

$$L = 0,9 \cdot 44,37 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{46,85}{44,37} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) \\ = 60 \text{ м}.$$

Целесообразно выбирать профиль обеспечивающий отлет струи на расстояние больше 0,4 от z_0 - напора создаваемого плотиной, а также с наименьшей высотой носка.

$$L > 0,4 \cdot (\nabla ГП - \nabla ДНО), \quad (6.53)$$

$$60 \text{ м} > 21,6 \text{ м}$$

Определим глубину размыва:

$$H_{раз} = t - h_{нб},$$

где t определяется как:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{нб}}{d}} \cdot h_n \\ = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{125}) \cdot \sqrt{125} \cdot \sqrt[4]{\frac{3,15}{1}} \cdot 0,58 = 33,94 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где d – средняя крупность грунта, принимаем $d = 1 \text{ м}$

Тогда:

$$H_{раз} = 33,94 - 3,15 = 30,8 \text{ м}.$$

Определим расстояние от плотины центра размыва ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{\operatorname{tg}\alpha_1}, \quad (6.55)$$

где

$$\begin{aligned} \operatorname{tg}\alpha_1 &= \sqrt{\operatorname{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_n \cdot \cos\alpha + a - h_{нб})}{v_n^2 \cdot \cos^2\alpha}} \\ &= \sqrt{\operatorname{tg}^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,58 \cdot \cos 30 + 5,63 - 3,15)}{26,55^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,67, \end{aligned} \quad (6.56)$$

где $a = 5,63$ м – высота от дна до носка

Тогда:

$$L_1 = 60 + \frac{33,94}{0,67} = 110 \text{ м.}$$

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

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7H_{раз} = 2,5 \cdot 2,97 + 3,7 \cdot 30,8 = 119,2 \text{ м.} \quad (6.57)$$

6.3 Конструирование бетонной плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу. Данный профиль представлен на рисунке Е.2 приложения Е.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

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

$$B_n^I = \frac{h_{пл}}{\sqrt{\frac{\gamma_6}{\gamma_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.58)$$

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

$$\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3 \text{ – удельная плотность воды;}$$

$$\gamma_b = 24 \text{ кН/м}^3 \text{ – удельная плотность бетона.}$$

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 516 - 464 = 52 \text{ м.} \quad (6.59)$$

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h_{\text{пл}}}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\gamma_b}{\gamma_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.60)$$

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

$\text{tg}\varphi = 0,75$ – коэффициент трения бетона по грунту [34];

Задаваясь различными значениями n , представленными в таблице 6.3, несколько раз, по двум формулам определяем $B_{\text{п}}$ и строим графики зависимости $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$, представленные на рисунке 6.3. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.3 – Определение ширины подошвы плотины.

n	$B_{\text{п}}^I, \text{ м}$	$B_{\text{п}}^{II}, \text{ м}$
0,1	28,11	43,33
0,2	29,21	41,27
0,3	30,77	39,39
0,4	32,91	37,68
0,5	35,86	36,11
0,505	40,00	34,67
0,6	46,02	33,33
0,7	55,32	32,10
0,8	71,23	30,95
0,9	104,00	29,89

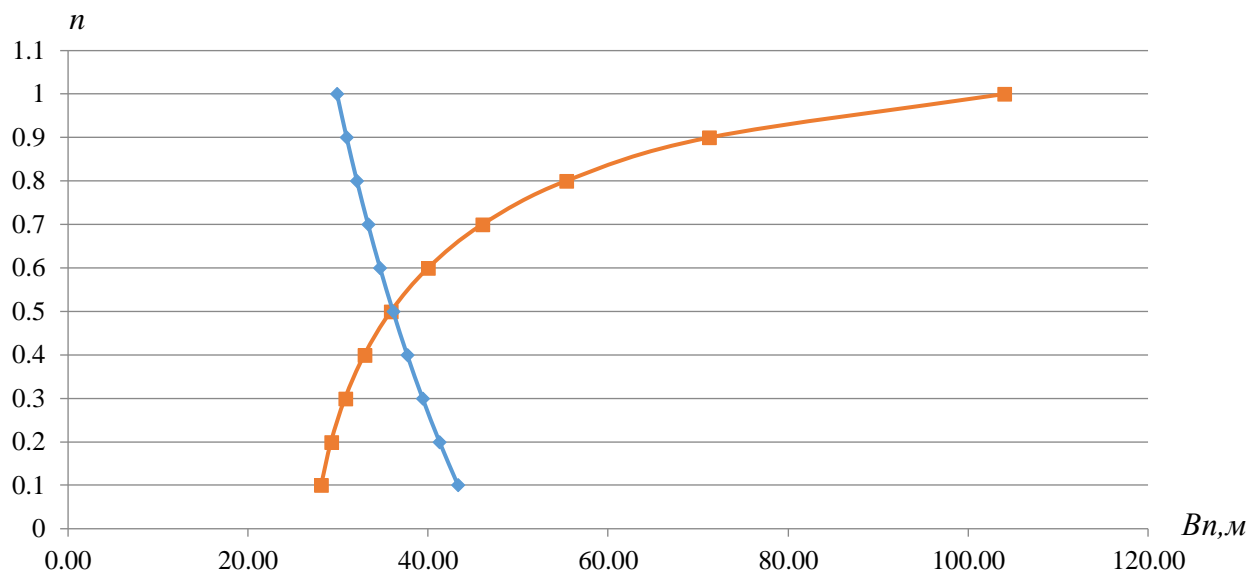


Рисунок 6.3 – Определение ширины подошвы

Графики пересекаются в точке $n = 0,505$, следовательно ширина подошвы плотины равна $V_n = 36 м$, исходя из предварительных расчетов, принимаю ширину подошвы плотины $V_n = 38 м$.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

В плотинах на жестких скальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций и поэтому они называются температурно-усадочными. Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины, зависящих от климатических условий и температурного режима плотины в период эксплуатации. Расположение швов увязывается со строительными условиями и расположением отверстий в плотине, а также с разрезкой на блоки бетонирования.

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$V_{бс} = b + \delta_{б} = 16 + 3 = 19 м, \quad (6.61)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 $\delta_{б}$ – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-осадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1 см в пределах фундаментной плиты.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Пазы рабочих затворов расположены на линии гребня водослива, быки выдвинуты в верхний бьеф. Быки разбивают весь водосливной фронт на отдельные водосливные отверстия.

В быках устроены пазы для рабочих и аварийно-ремонтных затворов, под защитой которых выполняются ремонтные работы. Затвор представляет собой металлическую конструкцию, покрытую с верховой стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Несущая конструкция представляет собой балочную клетку из ригелей и стоек.

Глубина и ширина паза рабочего затвора составляет - 0,7х0,7 м.

Глубина и ширина паза ремонтного затвора – 0,5х0,5 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

На Алтайской ГЭС предусмотрены два разделительных устоя.

Первый разделительный устой располагается между глухой центральной бетонной плотиной и секцией глубинных водосбросов. Второй разделительный устой располагается между секцией глубинных водосбросов и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 14м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принять минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, из размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 3х3,5м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2х2,5м.

Так же в плотине имеются галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций.

Дренаж в теле плотины.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.62)$$

$$a_{др} \geq \frac{50 \cdot 1,25}{25}$$

$$a_{др} \geq 2,5 \text{ м},$$

где $a_{др}$ – расстояние от напорной грани до оси дренажа,
 $H_{др}$ – напор над расчетным сечением,
 $J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 25$)

$$H_{др} = \nabla НПУ - \nabla ДНО = 516 - 466 = 50 \text{ м}. \quad (6.63)$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 2,7 м.

6.3.6 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана – 8 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 16 м.

6.3.7 Расчет цементационной завесы и дренажа

На скальном основании как правило устраиваются только вертикальные дренажные устройства: цементационная завеса и дренаж.

Расстояние от напорной грани плотины до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,10 \div 0,25) \cdot B_n = (0,10 \div 0,25) \cdot 38 = 3,74 \div 9,35 \text{ м}, \quad (6.64)$$

где B_n - ширина подошвы плотины,

Принимаю $l_3 = 4,2 \text{ м}$.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,6 \cdot H_d = 0,6 \cdot (516 - 466,5) = 30 \text{ м}, \quad (6.65)$$

где H_d – максимальный напор над расчетным сечением.

Толщина цементационной завесы определяется исходя их допустимого градиента фильтрации через завесу:

$$\delta_3 \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.66)$$

где ΔH – потери напора на цементационной завесе,
 $J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 15$)

$$\Delta H = H_d - 0,4 \cdot H_d, \quad (6.67)$$

$$\Delta H = 49,5 - 0,4 \cdot 49,5 = 29,7 \text{ м.}$$

$$\delta_3 \geq \frac{29,7 \cdot 1,25}{15}, \quad (6.68)$$

$$\delta_3 \geq 2,4 \text{ м, принимаю 3 м.}$$

Глубину дренажных скважин равна:

$$h_{op} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 30 = 18 \text{ м,} \quad (6.69)$$

Для отвода фильтрующейся воды и снижения фильтрационного давления на сооружение в основании сооружения устраивают дренажи.

В скальных грунтах дренаж выполняют в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами 6 м.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют самотеком или насосами.

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

Расчётный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ = 104 м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при отметке $\nabla_{УНБ_{min}}$, равной 87 м.

Все нагрузки определяем без учёта зубьев, до отметки подошвы между выступами, равной $\nabla = 82$ м.

6.4.1 Вес сооружения и затворов

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{пл} = 1053 \text{ м}^2$, $S_{\bar{\sigma}} = 1209 \text{ м}^2$. Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_{\bar{\sigma}}}{b + \delta_{\bar{\sigma}}} = \frac{1053 \cdot 16 \cdot 24}{16 + 3} = \frac{21282 \text{ кН}}{\text{м}}, \quad (6.70)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины, 20 м;
 γ_6 – удельный вес бетона;
 δ_6 – толщина быка.

Вес быка без учёта зубьев определяем аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{1209 \cdot 3 \cdot 24}{16 + 3} = 4581 \text{ кН/м.} \quad (6.71)$$

Вес плоского затвора по формуле Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g = 0,055 \cdot 104^{1,5} \cdot 9,81 = 572 \text{ кН,} \quad (6.72)$$

где f – площадь затвора, равная:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (518 - 512 + 0,5) \cdot 16 = 104 \text{ м}^2. \quad (6.73)$$

Вес затвора приводят к 1 п. м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{572}{16 + 3} = 30 \text{ кН/м.} \quad (6.74)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды с верхнего бьефа.

$$T_{\text{ВВ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{В}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 52^2}{2} = 13520 \text{ кН,} \quad (6.75)$$

$$\text{где } H_{\text{В}} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 516 - 464 = 52 \text{ м.} \quad (6.76)$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\gamma_{\text{В}} \cdot H_{\text{Н}}^2}{2} = \frac{10 \cdot 2,5^2}{2} = 31,25 \text{ кН;} \quad (6.77)$$

$$\text{где } H_{\text{Н}} = \nabla\text{НБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 466,5 - 464 = 2,5 \text{ м.} \quad (6.78)$$

6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{вз}} = H_H \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_B = 2,5 \cdot 38 \cdot 10 = 950 \text{ кН}, \quad (6.79)$$

где H_H – определяется по формуле;
 $B_{\text{под}}$ – ширина подошвы.

6.4.4 Сила фильтрационного давления

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{min}} = 516 - 466,5 = 49,5 \text{ м}. \quad (6.80)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные:

$$H_{as} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 49,5 = 19,8 \text{ м}. \quad (6.81)$$

$$H_{dr} = 0,2H_d = 0,2 \cdot 49,5 = 9,9 \text{ м}. \quad (6.82)$$

$$W_\phi = S_{\text{эн}} \cdot \gamma_B = 373 \cdot 10 = 3730 \text{ кН}. \quad (6.83)$$

6.4.5 Давление грунта

Активное давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} p_H &= \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = \\ &= 9,8 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.84)$$

где $\gamma_H^{\text{взв}} = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 $\varphi_H = 20$ – угол внутреннего трения наносов;
 $h_H = 2 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН}. \quad (6.85)$$

Взвешенный удельный вес глины:

$$\gamma_{\text{гл}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гл}} - (1 - n_{\text{гр}}) \cdot \gamma_w = 17,5 - (1 - 0,45) \cdot 10 = 12 \text{ кН/м}^3, \quad (6.87)$$

где $\gamma_{\text{гл}} = 17,5 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес глины;
 $n_{\text{гр}} = 0,45$ – пористость грунта.

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right), \quad (6.88)$$

$$p_1 = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -105 \text{ кН/м}^2$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной h_{zp} , где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{гр} \cdot h_{zp}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) \quad (6.89)$$

$$p_2 = (10 \cdot 2 + 18,05 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot \left(45 - \frac{37}{2} \right) \\ = -96 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_v = 28 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 18,05 \text{ кН/м}^3; \quad (6.90)$$

где n – пористость сухого грунта, для гранита $n = 0,005$;

c – сцепление грунта, равное 110 кПа.

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-105 - 96}{2} = -101 \text{ кН}, \quad (6.91)$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа:

$$p_{zp} = \gamma_{zp} \cdot h_{zp} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{zp}}{2} \right), \quad (6.92)$$

$$p_{zp} = 18,05 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{37}{2} \right) + 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 + \frac{37}{2} \right) = 586 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{nac} = \frac{p_{zp} \cdot h_{zp}}{2} = \frac{586 \cdot 2}{2} = 586 \text{ кН}. \quad (6.93)$$

6.4.6 Волновое давление

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

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_s \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.94)$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 10 \cdot 2,39 \cdot \left(\frac{25,3}{\pi} + \frac{0,39}{2} \right) = 98,6 \text{ кН/м.}$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 2,39$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 25,3$ м;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 2,39^2}{25,3} = 0,71 \text{ м,} \quad (6.95)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{25,3}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,39 = 3,13 \text{ м.} \quad (6.96)$$

6.5 Оценка прочности плотины

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	1	→	13520	13520	17,35	234572,0
$T_{НБ}$	1	←	31,25	31,25	0,83	-25,9
$G_{пл}$	0,95	↓	21282	20217,6	-6,91	-139703,6

Окончание таблицы 6.5

G_6	0,95	↓	4581	4352,4	-8,19	-35646,2
$W_{вз}$	1	↑	950	950	0	0,0
$W_{ф}$	1	↑	3730	3730	8,43	31443,9
$E_{н}$	1,2	→	9,8	11,76	2,67	31,4
$E_{нас}$	0,8	←	586	468,8	0,67	-314,1
$W_{волн}$	1	→	98,6	98,6	48,9	4821,5
q_3	0,9	↓	30	27	21,5	-582,8

$$\sum M = 94596 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

$$\begin{aligned} \sum N &= G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_{ф} = \\ &= 20217,6 + 4352,4 + 27 - 950 - 3730 = 19917 \text{ кН} \end{aligned} \quad (6.97)$$

Краевые напряжения для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{п}} + \frac{6 \sum M}{B_{п}^2} = -\frac{19917}{38} + \frac{6 \cdot 94596}{38^2} = -131,1 \text{ кПа}, \quad (6.98)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 $B_{п}$ – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -131,1 \cdot 0^2 - 10 \cdot 52 \cdot (1 - 0^2) = \\ &= -520 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.99)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 52 - 145,6) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (6.100)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -131,1 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 52 \cdot 0^2 = \\ &= -131,1 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.101)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 52 = -520 \text{ кПа.} \quad (6.102)$$

Краевые напряжения для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{19917}{38} - \frac{6 \cdot 94596}{38^2} = -917,2 \text{ кПа,} \quad (6.103)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;
 B_{Π} – ширина подошвы плотины;
 N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2) = -917,2 \cdot 0,67^2 - 10 \cdot 2,5 \cdot (1 - 0,67^2) = \\ &= -425,5 \text{ кПа;} \end{aligned} \quad (6.104)$$

где m_t – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;
 γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 2,5 + (-917,7)) \cdot 0,67 = \\ &= 597,8 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.105)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 - 917,2 \cdot (1 + 0,67^2) + 10 \cdot 2,5 \cdot 0,67^2 = \\ &= -1318 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.106)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 2,5 = -25 \text{ кПа.} \quad (6.107)$$

6.6 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.108)$$

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

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая [36];

$\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c} = \frac{1,25 \cdot 0,9 \cdot 1318}{1} = 1482,8 \text{ кН/м}^2. \quad (6.109)$$

Предварительно из [37] принимается класс бетона В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

2. На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0. \quad (6.110)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -131,1 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.111)$$

$|-217,60| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 52$, т.е. $131,1 \text{ кН/м}^2 \geq 130 \text{ кН/м}^2$, условие верно.

6.7 Обоснование устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.112)$$

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

$\gamma_{lc} = 1$ – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;

$\gamma_{cd} = 0,95$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$\begin{aligned} R &= (G_{\bar{o}} + G_{nl} - W_{\text{эзв}} - W_{\phi} + q_3) \cdot \text{tg}\varphi + E_{nac} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_n \\ &= (4352,4 + 20217,6 - 950 - 3730 + 27) \cdot 0,75 + 468,8 \cdot 0,7 + 110 \cdot 38 \end{aligned}$$

$$= 19446 \text{ кН/м}^2, \quad (6.113)$$

где $tg\varphi$ – тангенс угла внутреннего трения для гранита 0,75;
 c – сцепление для грунта, 110 кН/м²;
 B_n – ширина подошвы плотины 38м.
 Сдвигающая сила:

$$F = T_{вб} - T_{нб} + W_{волн} + E_n = 13520 - 31,25 + 98,6 + 11,76 = 13599 \text{ кН/м}^2. \quad (6.114)$$

$$\frac{19446 \cdot 0,95}{13599 \cdot 1} \geq 1,25 \quad (6.115)$$

1,36 > 1,25, поэтому условие выполняется.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Алтайская ГЭС согласно проекту относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Алтайской ГЭС они должны быть оснащены контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Также в состав эксплуатационного персонала должно быть введено специальное подразделение (служба мониторинга), задачей которого является измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» собственник ГТС разрабатывает Декларацию. Декларация безопасности, в которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет ее технический руководитель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на Алтайской гидроэлектростанции является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и производственного контроля выполняет следующие задачи:

- организует работы по охране труда;
- осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;

- осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- организывает и координирует природоохранную деятельность.

Для всех работников станции разрабатываются должностные инструкции и инструкции по охране труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться должностными инструкциями.

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

Основная цель улучшения условий труда – обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями: за работу с вредными и тяжелыми условиями труда, с травматизмом, профессиональной заболеваемостью. Основным документом в нормативно–технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро-, пожаро-, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний, работнику, прошедшему проверку знаний по охране труда, выдается удостоверение о проверке знаний.

Электроустановки Алтайской ГЭС должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Все металлические части электроустановок и электрооборудования, на которых может возникнуть напряжение вследствие нарушения изоляции, должны быть занулены.

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;

– оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

7.3 Пожарная безопасность

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.

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, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Алтайской ГЭС должны быть предусмотрены специальные меры:

- специальные места для курения расположены в наиболее выгодных позициях;
- во всех помещениях, складах, зданиях должны быть установлены датчики, реагирующие на задымление и повышение температуры;
- во всех необходимых местах установлены огнетушители.

На генераторах ГЭС в качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей гидроагрегата размещают дренажные кольцевые трубопроводы. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренажные 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.

Таким образом, для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Алтайской ГЭС будет предусмотрена система автоматического пожаротушения.

8 Охрана окружающей среды

Общая площадь земель природного фонда Республики Алтай составляет 22% от всей территории республики. Горные территории Республики Алтай обладают особо ценными биотическими, минеральными, рекреационными и оздоровительными ресурсами.

В районе строительства Алтайской ГЭС располагаются две особо охраняемые природные территории федерального значения: Алтайский и Катунский заповедники.

Территории заповедника, представленные на рисунке 8.1, покрыты сосновыми, березовыми и еловыми лесами. Сочетание заповедного режима и благоприятных природных условий способствует образованию уникальных популяций редких видов птиц (скопа, орлан – белохвост).

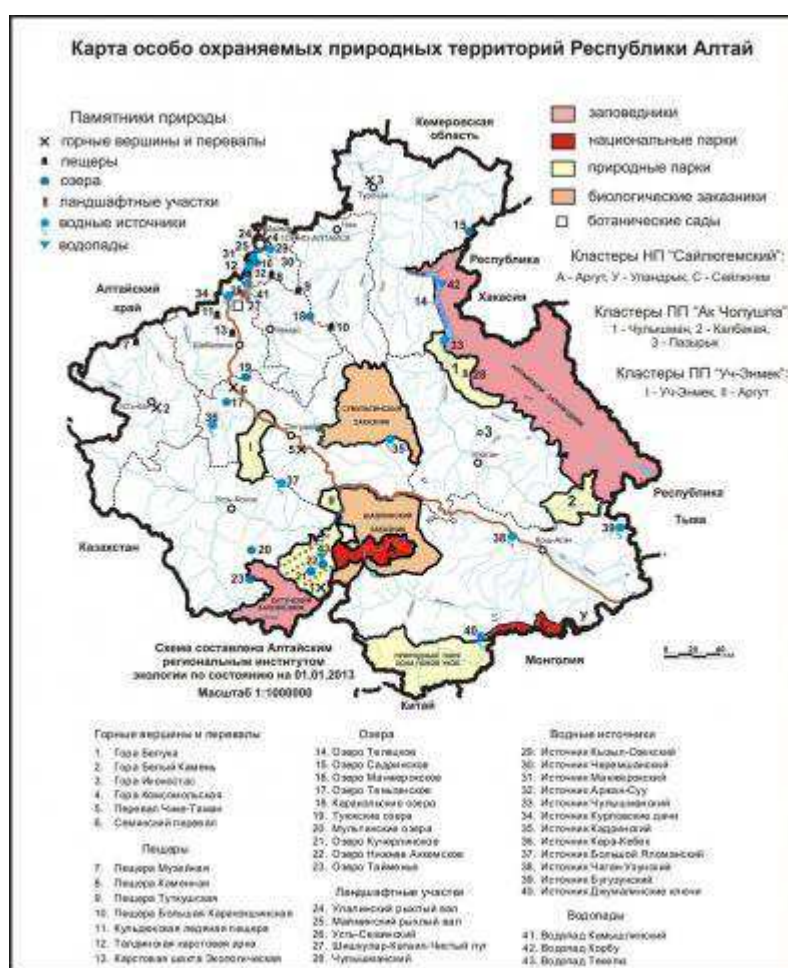


Рисунок 8.1 – Карта особо охраняемых территорий Республики Алтай

На территории заповедников обитает 59 редких и исчезающих видов животных, что составляет около 52 % от всех охраняемых в Республике Алтай.

Млекопитающих на территории заповедников обитает 70 видов. Из них два вида занесены в международную Красную книгу (МСОП) — Снежный барс, Алтайский горный баран, Сибирская кабарга. В Красную книгу России занесен северный олень (лесной подвид).

В заповедниках поддерживается высокая плотность популяций лося, кабана, медведя, бобра, выдры, куницы, глухаря, тетерева, рябчика и других животных. Происходит постоянное расселение охотничьих и краснокнижных видов животных на сопредельные территории. Всего в заповеднике зарегистрировано 23 вида редких и занесенных в Красную книгу Российской Федерации зверей и птиц, в том числе 16 видов птиц (скопа, орлан-белохвост, беркут, филин, белая куропатка и другие).

На территории заповедников существует 1500 видов высших сосудистых растений, из которых 22 вида занесены в Красную книгу Российской Федерации.

Повсюду в горах родники, ручьи с чистой, вкусной и холодной водой. На водораздельных плато обычны высокогорные озера. Самое большое из них — Джулукуль, длиной более 10 километров; оно находится в истоках Чулышмана, на высоте 2200 метров. Озеро Джулукуль — уникальный водоем Алтайского заповедника, место обитания, гнездовья разнообразных представителей мира пернатых, место нереста ценнейших пород рыб Горного Алтая. Все высокогорные озера Алтайского заповедника (занимают в целом площадь в 15 тыс. км²) очень красивы, с изумрудно-голубой прозрачной водой, живописными берегами.

Наиболее распространенными древесными породами в Алтайском заповеднике являются: кедр, пихта, лиственница, ель, сосна, береза. Чистые кедровые высокогорные леса — гордость заповедника. Кедровые деревья достигают 1,8 метра в диаметре и возраста 400—450 лет. В целом богатая и разнообразная флора заповедника насчитывает 1500 видов высших сосудистых растений, грибов — 136 видов и 272 вида лишайников. Водорослей в заповеднике известно 668 видов, из лишайников девять видов включены в Красную книгу России: лобария легочная, лобария сетчатая, стикта окаймленная и др.. Видовой состав растений и животных интересен своим многообразием.

Воздействие Алтайской ГЭС на окружающую среду будет оказываться как в период строительства, так и в период дальнейшей эксплуатации станции.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с проведением различных видов строительных работ, передвижением автотранспорта, организацией инженерных коммуникаций, отвалов, ЛЭП, жилых поселков и прочее. Также воздействие будет вызвано выполнением работ по основным сооружениям гидроузла, с подготовкой ложа водохранилища и выполнением защитных сооружений, включая берегоукрепление, с возведением дамб, с поэтапным заполнением водохранилища.

Поэтому к наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации Алтайской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;
- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с этим изменения,

гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

– выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

– образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

– переселение населения из зоны затопления.

Природоохранные мероприятия можно разбить на три группы:

1) Мероприятия по подготовке зоны водохранилища;

2) Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища;

3) Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации.

8.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища

Проектируемая Алтайская ГЭС расположена на территории Республики Алтай. В прилежащих к месту строительства гидроэлектростанции районах находятся посёлки Чулым, Элекмонар, Анос, Узнезя и г.Чемал.

Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 12 км². На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты.

Следует отметить, что государственные природные заповедники не попадают в зону затопления.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

– санитарная очистка территорий населенных пунктов;

– вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;

– санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

– мониторинг водоохранных зон;

– очистка от древесной и кустарниковой растительности.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

Согласно СП 1.07.1985 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2м 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.

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.

8.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 – ФЗ от 3.06.2006 (изм. 31.10.2016 г.) вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны.

В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. № 800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий планируются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

8.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{S_{\text{б}} \cdot B_{\text{б}} \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{1209 \cdot 206 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 11207 \text{ т.} \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$)

$S_{\text{б}}$ - площадь быка, м² ($S_{\text{б}} = 1209 \text{ м}^2$)

$B_{\text{б}}$ - ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта и быков, м ($B_{\text{б}} = 206 \text{ м}$)

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{S_{\text{б}} \cdot B_{\text{б}} \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{1209 \cdot 206 \cdot 1,0 \cdot 0,2}{100\%} \cdot 2,0 = 2241 \text{ т.} \quad (8.2)$$

где N - количество арматуры (20% от объема бетона), м³

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$)

$S_{\text{б}}$ - площадь быка, м² ($S_{\text{б}} = 1209 \text{ м}^2$)

$B_{\text{б}}$ - ширина водосливного фронта с учётом дополнительного пролёта и быков, м ($B_{\text{б}} = 206 \text{ м}$)

Таким образом, в результате строительства будет образовано 11207 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2241 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей

лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.4 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции в период эксплуатации

В период эксплуатации Алтайского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

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 маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть 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 уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел 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;

В связи с тем, что на расстоянии 6 км от ГЭС находится населенный пункт, г. Чемал, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется проведение дополнительных мероприятий по не ухудшению качества воды реки Катунь от сбросов Алтайской ГЭС ниже по течению реки.

Стоит учесть, что перспективное развитие промышленности в бассейне реки, при условии оборудования новых объектов очистными сооружениями не повлияет на качество воды.

Таким образом, для сохранения флоры и фауны, различных памятников и достопримечательностей, имеющих на территории строительства Алтайской ГЭС, с целью нанесения наименьшего вреда окружающей среде необходимо проведение комплексного мониторинга зоны строительства ГЭС для тщательной разработки природоохранных мероприятий.

9 Технико-экономическое обоснование

9.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Рынок электроэнергии и мощности – один из самых технологически сложных рынков, так как электроэнергия является уникальным товаром, основной особенностью которого является невозможность его накопления и хранения, именно поэтому функционирование любой энергосистемы возможно лишь при условии постоянно поддерживающегося баланса спроса и предложения.

Объемы продаж электроэнергии Алтайской ГЭС видны в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии Алтайской ГЭС

Год	2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность, <i>МВт</i>	298	298	298	298	298
Число часов использования установленной мощности	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии, <i>МВт · ч</i>	1192000	1192000	1192000	1192000	1192000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, <i>МВт · ч</i>	11920	11920	11920	11920	11920
Объем реализации электроэнергии, <i>МВт · ч</i>	1180080	1180080	1180080	1180080	1180080
Тариф на электроэнергию, <i>руб./МВт · ч</i>	1077	1110	1143	1175	1206
Выручка от реализации электроэнергии, <i>млн.руб.</i>	1271	1310	1349	1387	1423
НДС к выручке, <i>млн.руб.</i>	212	218	225	231	237

Согласно таблице 9.1, рост выручки за исследуемый период произошёл за счет изменения тарифа на электроэнергию в соответствии с Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро», при этом объемы реализации не изменились.

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

9.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [38] с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

– амортизационные отчисления;

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

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты и прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс. руб./МВт	Величина, млн. руб.
Расходы на оплату труда	257,5	75,95
Прочие расходы	276,5	81,54
Итого		157,49

Из таблицы 9.2 видно, что доля прочих расходов и затрат на оплату труда сопоставима.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. В таблице 9.3 приведены удельные значения расходов на ремонт оборудования.

Таблица 9.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Установленная мощность, <i>МВт</i>	Этапы жизненного цикла проекта, <i>лет</i>			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 100 МВт до 399 МВт	0,12%	0,17%	0,3%	0,4%

На Алтайской ГЭС с установленной мощностью 298 МВт удельное значение расходов составит 0,12; 0,17%; 0,3% и 0,4%.

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий [38]. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОА "СО - ЕЭС"	135,38тыс. руб./МВт	13,66
АО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097тыс. руб./МВт·ч	2,82
АО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс. руб. МВт·ч	0,82
Итого		17,3

Огромная доля затрат приходится на услуги ОА "СО – ЕЭС". Это объясняется тем, что данная организация единолично осуществляет оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5. Текущие затраты за весь период реализации проекта представлены в приложении Ж на рисунке Ж.1.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн. руб.	1280,64	165,47	75,19	75,19	75,19
Расходы на страхование, млн. руб.	21,99	37,42	44,81	44,81	44,81
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	144,37	157,49	157,49	157,49	157,49
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	2,75	4,68	5,60	5,60	7,93
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	40,57	43,93	43,93	43,93	43,93
Налог на воду, млн. руб.	18,54	18,54	18,54	18,54	18,54
Итого, млн. руб.	1508,86	427,53	345,56	345,56	347,89

Из таблицы 9.5 следует, что текущие затраты по Алтайскому гидроузлу в исследуемый период объясняется увеличением эксплуатационных расходов. Также происходит рост расходов на ремонт производственных фондов.

Для большей наглядности текущие затраты по Алтайскому гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 9.1.

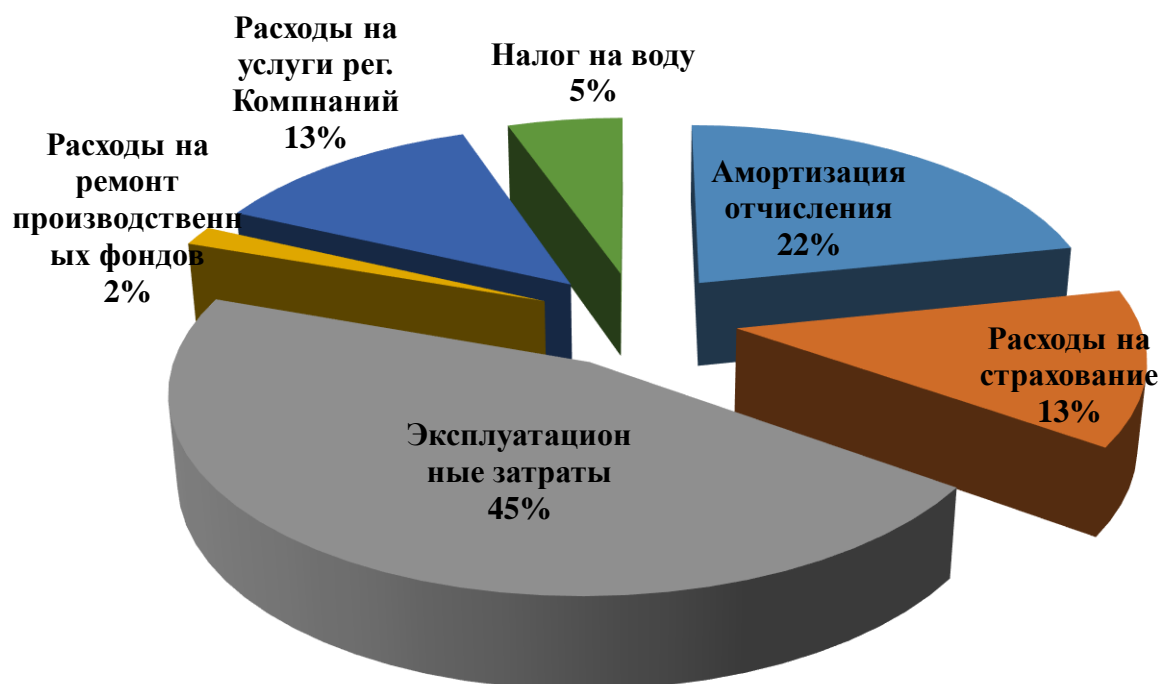


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Большая часть основных средств списывается в первые годы эксплуатации, поэтому наиболее высокие будут затраты на эксплуатацию и амортизационные отчисления. Наименьшие затраты – расходы на ремонт производственных фондов и налог на воду, так как производство энергии и мощности происходит постепенно, с установкой первого агрегата и подключением к потребителю.

9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Год	2025	2026	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млн. руб.	536,31	617,47	634,96	651,64	665,44
НДС, млн. руб.	240,68	639,75	721,88	738,23	751,70
Взносы в соц. фонды, млн. руб.	61,67	61,67	61,67	61,67	61,67
Налог на имущество, млн. руб.	72,33	99,39	97,74	96,08	94,43
Итого, млн. руб.	910,99	1418,28	1516,24	1547,63	1573,24

Исходя из выше полученных данных в таблице 9.6, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов, выплачиваемых ГЭС государству, занимают налог на добавленную стоимость и налог на прибыль.

Также из таблицы 9.6 видно, что ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС, налога на прибыль и налога на имущество.

9.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компанией и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль за первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации

Год	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн. руб.	2514,65	2312,75	2125,18	1950,46	1718,07
Текущие расходы, млн. руб.	1525,35	427,53	345,56	345,56	347,90
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн. руб.	3336,05	3424,59	3512,37	3597,99	3679,40
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	1762,45	2932,04	3094,78	3182,06	3265,13
НОРАТ (чистая прибыль)	377,80	586,41	618,96	636,41	653,03
Ставка налога на прибыль, %	1384,65	2345,63	2475,83	2545,65	2612,10

По данным таблицы 9.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки и текущих затрат. С увеличением выручки из-за роста цен на электроэнергию и роста объемов продаж, а также уменьшением затрат, виден ежегодный рост чистой прибыли. Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 9.2.

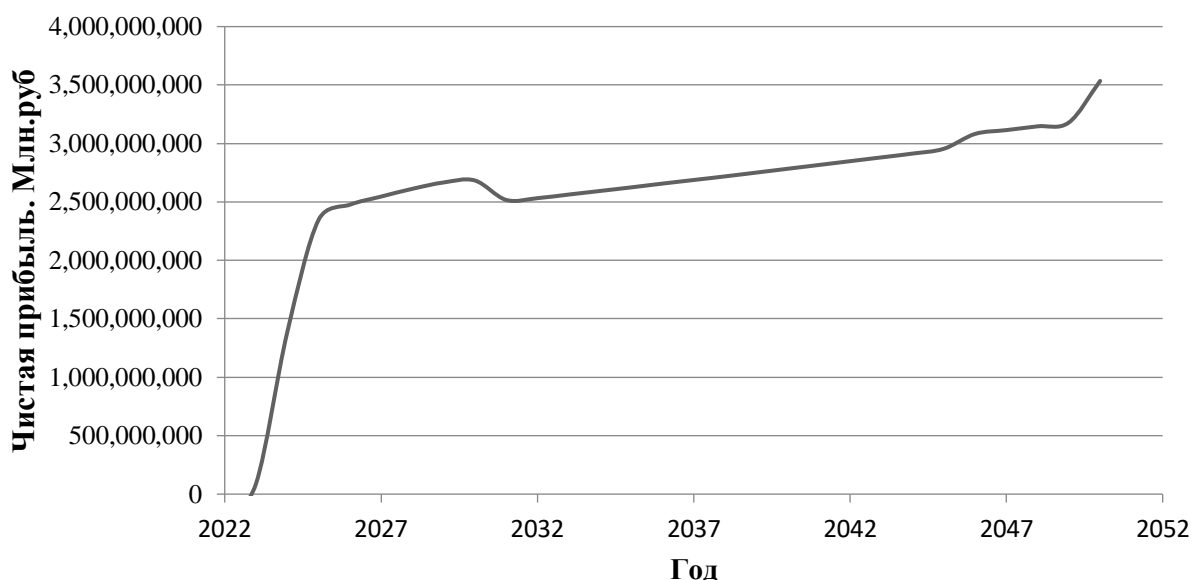


Рисунок 9.2 – Динамика чистой прибыли

Из рисунка 9.2 видно, что проект будет увеличивать свою экономическую эффективность с 2024 года, что обусловлено поочерёдным пуском гидроагрегатов.

9.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

9.5.1 Методология и исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к которым относятся:

1. Чистый дисконтированный доход;
2. Индекс прибыльности;
3. Срок окупаемости;
4. И т.д.

Данный раздел выполнен в соответствии с документацией, [38],[40],[41].

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert».

Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- 1) период прогнозирования для Алтайская ГЭС на реке Катунь мощностью 298 МВт составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;
- 2) используемая при оценке эффективности финансовая модель

отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке;

3) предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

9.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций проекта, представленных в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности инвестиций

Наименование	Величина
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	108
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	5607,03
Индекс прибыльности – PI	1,9
Себестоимость руб./кВт · ч	0,54
Удельные капиталовложения, руб./кВт	0,046

Из данных таблицы 9.8 видно, что период окупаемости проекта составляет 98 месяцев (8,4 лет). Для его сокращения можно прибегнуть к некоторым вариантам, например, таким, как привлечение государственных средств или кредитов для реализации строительства Алтайской гидроузла.

Индекс прибыльности $PI > 1$, что указывает на перспективность и эффективность развития проектируемого объекта.

Показатель чистого приведённого дохода инвестиционного проекта является положительной величиной, что указывает на прибыльность проекта, его экономический потенциал и привлекательность инвестирования.

9.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Год	2021	2022	2023	2024	2025
В Федеральный бюджет, млн. руб.	61,67	61,67	36,21	456,63	853,16
В региональный бюджет, млн. руб.	0,38	0,38	10,80	43,76	72,69
Налоговые поступления, млн. руб.	62,05	62,05	74,01	500,39	925,86

Отчисления в федеральный бюджет таких налогов, как НДС, налога на прибыль, отчислений во внебюджетные фонды и водного налога, а также в региональный бюджет налога на имущества делают проект общественно привлекательным.

Также стоит отметить, что налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии и мощности.

9.7 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить насколько сильно изменится эффективность проекта при определённом изменении одного из параметров проекта.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины чистого дисконтированного дохода к изменениям:

- объема инвестиций;
- ставки дисконтирования;
- цены сбыта;
- ставки налогов;
- заработной платы.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

Изменение величины чистого приведенного дохода (PI) от изменения ставки налогов представлено на рисунке 9.3.

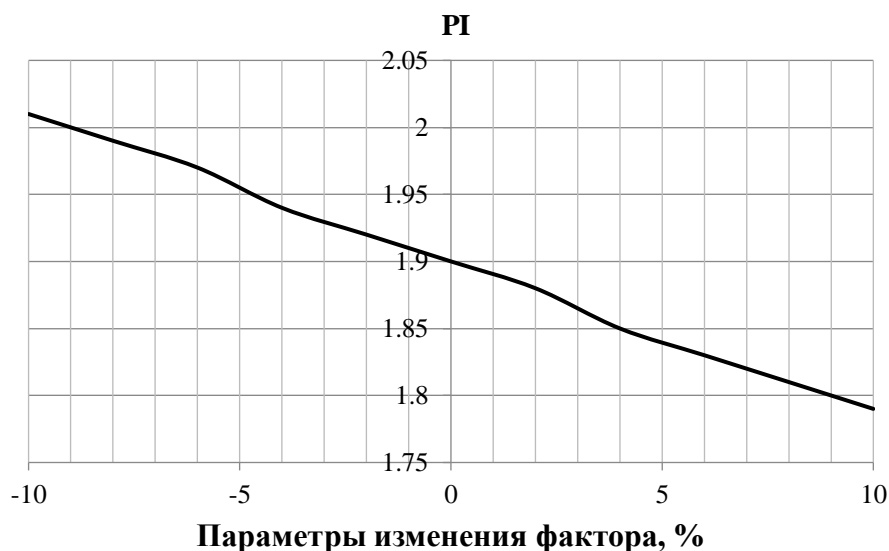


Рисунок 9.3 – Изменение величины PI от изменения ставки налогов

Из рисунка 9.3 можно сделать вывод о том, что с увеличением ставки налогов уменьшается величина PI, то есть к обратной зависимости величины PI. Изменение величины чистого приведенного дохода (PI) в зависимости от изменения цены сбыта, представлено на рисунке 9.4.

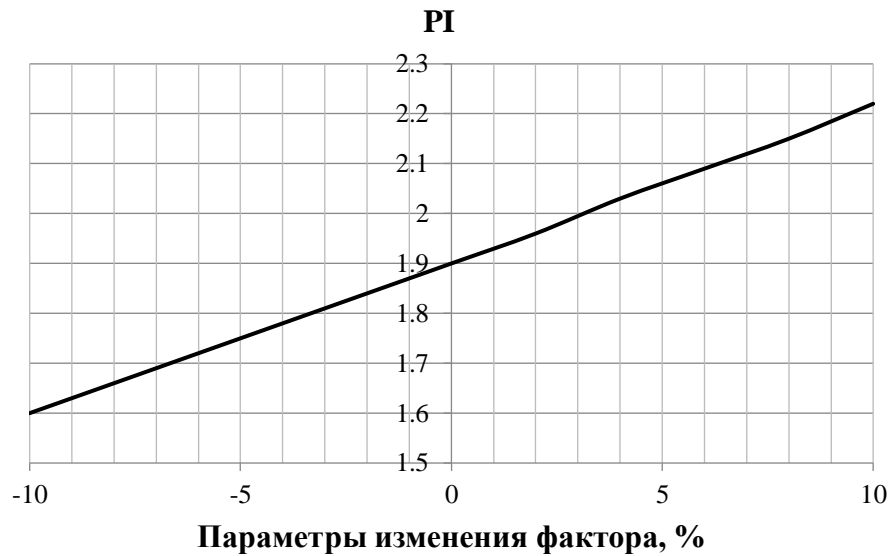


Рисунок 9.4 – Изменение величины PI в зависимости от изменения цены сбыта

Из рисунка 9.4 следует вывод: увеличение цены сбыта ведет к увеличению прибыли с каждой единицы продукции, соответственно это ведет к росту прибыльности.

Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования, представлено на рисунке 9.5.

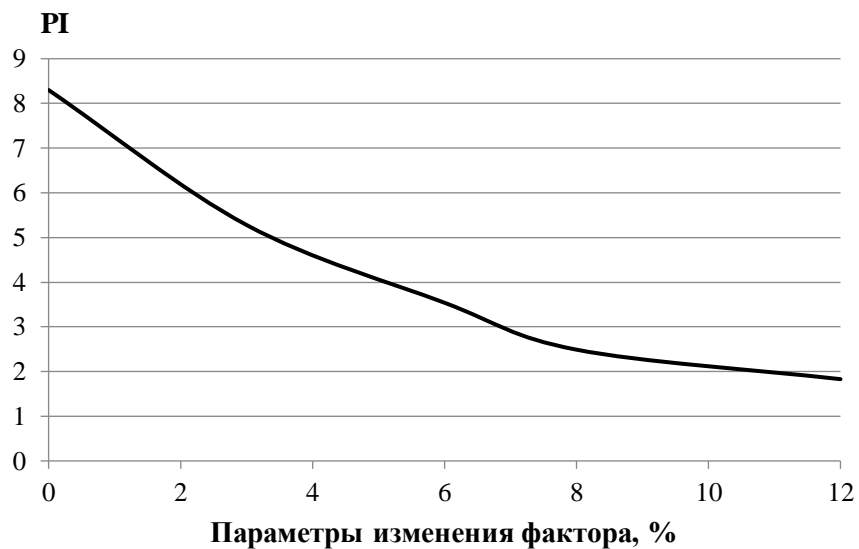


Рисунок 9.5 – Изменение PI в зависимости от ставки дисконтирования

Вывод: увеличение ставки дисконтирования влечет за собой уменьшение величины PI, связь между параметрами обратно пропорциональная.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- 1) Увеличение ставки дисконтирования
- 2) Увеличение объема инвестиций

10 Цифровые станции

10.1 Индустрия 4.0

Мир стоит на пороге новой, четвертой промышленной революции («Индустрия 4.0»), которая приведет к полной автоматизации большинства производственных процессов, и, как следствие, увеличению производительности труда, экономического роста и конкурентоспособности ее стран-лидеров.

Суть «Индустрии 4.0» состоит в ускоренной интеграции киберфизических систем в заводские процессы, в результате чего значительная часть производства будет проходить без участия человека.

С «Индустрией 4.0» связаны такие понятия, как «промышленный интернет вещей», «цифровое предприятие» и «цифровая энергетика».

10.2 Цифровая энергетика

Термины «цифровая энергетика» и «цифровизация» появились в контексте процессов формирования цифровой экономики, и имеет смысл рассматривать их только в этой связке. Сутью цифровой энергетике является пересборка и развитие совокупности производственных и экономических отношений в отрасли на основе цифровых подходов и средств. Итого, в словосочетании «цифровая экономика», а значит и «цифровая энергетика», определяющим словом является «экономика», а прилагательное «цифровая» лишь указывает на средства достижения цели.

Цифровая энергетика как часть цифровой экономики формирует новые механизмы экономического взаимодействия, дающие его субъектам новый потенциал для наращивания эффективности.

В электроэнергетике наиболее кардинальные изменения возникают в связи с масштабным развитием распределенной энергетики, появлением новых субъектов — просьюмеров (это потребитель (consumer) и производитель (producer) в одном флаконе), активных потребителей. В этой связи многократно растут издержки коммерческих транзакций (*транзакционные издержки* — это затраты на взаимодействие экономических агентов), скоординированного управления, технической интеграции и устойчивой работы всех этих новых элементов энергетики. Именно цифровые технологии позволяют справиться с ростом издержек появления и развития нового энергетического уклада. В этом кроется основной смысл и ключевая ценность цифровизации в электроэнергетике.

Цифровая трансформация в энергетике — это, прежде всего создание новых бизнес-моделей, сервисов и рынков с опорой на возможности цифровой экономики. Важно определить новую бизнес-модель, потенциал которой открывается за счет всепронизывающих коммуникаций, межмашинного взаимодействия и цифрового моделирования.

Существующий технологический уклад в электроэнергетике достиг предела своей эффективности и в перспективе пяти лет в ряде сфер, где потребители предъявляют более высокие требования к надежности, качеству, доступности, экологичности энергоснабжения, будет иметь меньшую конкурентоспособность по сравнению с решениями новой, цифровой энергетики. Структурные и технологические особенности построения энергосистем будут напоминать интернет, поэтому новый подход часто называют интернет энергии (Internet of Energy).

10.3 Цели построения структуры интернета энергии

Традиционная централизованная структура электроэнергетики в значительной степени исчерпала свой потенциал эффективности и в условиях новых вызовов, стоящих перед энергетикой, не может считаться более эффективной и оптимальной [42]. Такими вызовами являются:

- изменение характера спроса потребителей, рост разнообразия их требований и переход к «цифровому» спросу;
- падение эффективности энергетики, низкая загрузка сетевых и генерирующих мощностей и рост издержек в энергосистемах;
- энергетический переход: быстрое распространение ВИЭ, распределенной энергетики, новых бизнес-моделей и сервисов, базирующихся на использовании цифровых технологий;
- освоение незаселенных и инфраструктурно неразвитых территорий, потребность в эффективном энергоснабжении удаленных и изолированных территорий.

Реализованная в существующих энергосистемах стран мира централизованная структура с однонаправленными потоками электроэнергии от крупной генерации к распределенным потребителям не способна эффективно ответить на указанные вызовы. Удовлечить указанным требованиям сможет только распределенная электроэнергетика с децентрализованным управлением и рынками, а также широким вовлечением всех пользователей энергосистем в процесс управления ими. Распределенная энергетика повышает эффективность энергосистемы, придающей ей гибкость. Но в существующей структуре масштабное развитие распределенной энергетики сталкивается с ростом издержек разного типа:

- транзакционные издержки коммерческого взаимодействия, растущие при росте числа участников транзакций;
- капитальные затраты на информационную интеграцию оборудования в контуры управления;
- капитальные и инжиниринговые затраты на интеграцию оборудования в электрические сети, издержки обеспечения системной устойчивости. В новой архитектуре распределенной энергетики эти издержки должны сводиться к минимуму, а сама распределенная энергетика должна повысить эффективность работы энергосистем в целом.

Структура интернета энергии должна обеспечивать, с одной стороны, возможность реализации энергетических трансакций, с другой — возможность управления энергетическими ячейками за счет межмашинного взаимодействия, наконец, обеспечивать возможность такого распределенного режимного управления в реальном времени, которое позволяет поддерживать баланс мощности в энергосистеме, ее статическую и динамическую устойчивость. Интернет распределенной энергетики представляет собой систему систем (System of Systems, SoS), архитектура которой строится на особом объединении трех систем, границы и взаимодействия которых друг с другом показаны на рисунке 10.1:

- системы формирования, контроля исполнения и оплаты смарт-контрактов Transactive energy (TE);
- системы межмашинного взаимодействия и обмена управляющими воздействиями между энергетическими ячейками и энергетическим оборудованием Internet of Things (IoT);
- системы поддержания баланса мощности и обеспечения статической и динамической устойчивости энергосистемы Neural Grid (NG).

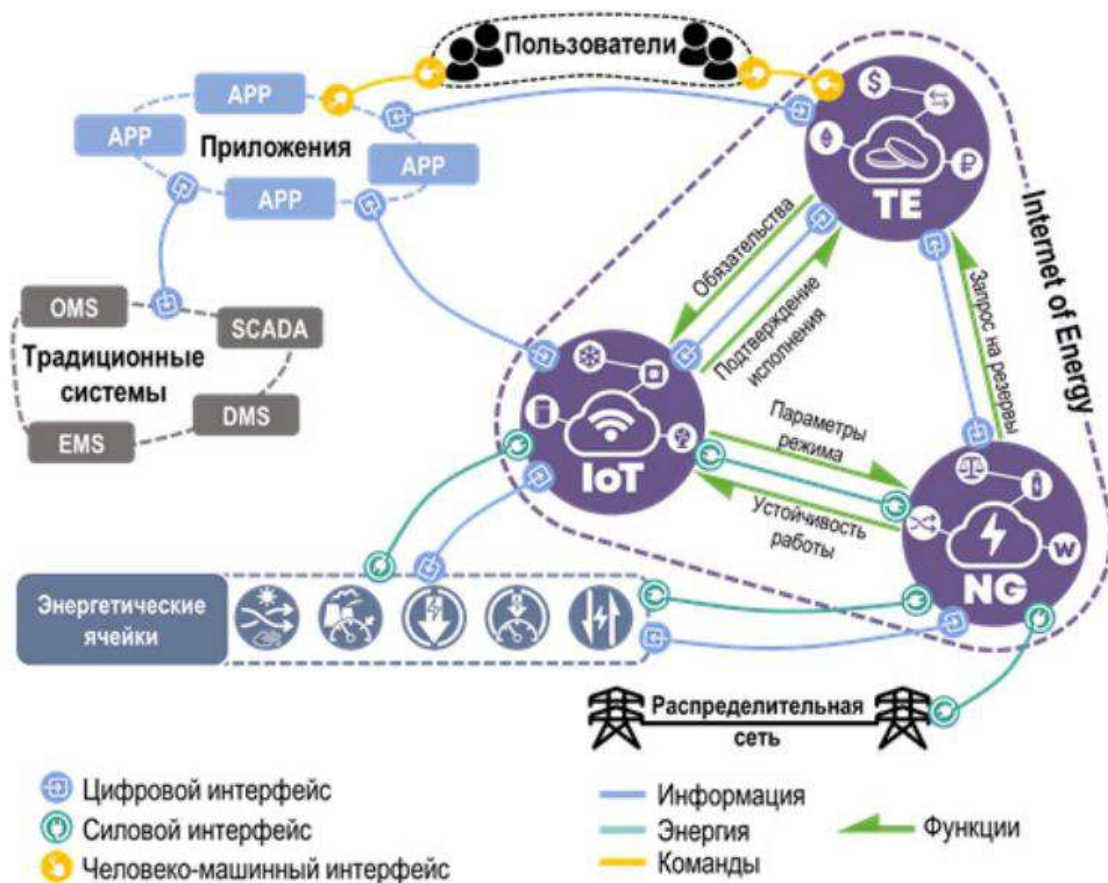


Рисунок 10.1 – Структура интернета энергии как системы систем: границы систем и взаимодействия между ними

Каждая из перечисленных систем может быть развернута самостоятельно и выполнять свою функцию независимо от других систем, но только

совокупность взаимосвязанных и взаимодействующих по специальным протоколам систем ТЕ, IoT и NG формирует интернет энергии.

10.4 Цифровая станция

Цифровая станция (ЦС) - станция, оборудованная комплексом цифровых устройств (терминалов) для решения задач релейной защиты и автоматики (РЗА) и АСУТП — регистрации аварийных событий (РАС), учёта и контроля качества электроэнергии, телемеханики. Все оборудование «общается» между собой и центральным сервером объекта по последовательным каналам связи на единых протоколах.

Неотъемлемой частью ЦС являются:

— Передача данных между терминалами РЗА и контроллерами АСУТП в цифровой форме.

— Телеуправление выключателями.

— Телеуправление всеми коммутационными аппаратами.

— Системы, использующие СВИ.

Основные преимущества СВИ связаны с возможностью расчета на базе синхронизированных векторов (синхровекторов) тока и напряжения параметров режима энергосистемы по основной гармонике на любом уровне управления, в том числе таких параметров, как действующие значения токов и напряжений, активные, реактивные и полные мощности, параметры режима по симметричным составляющим и т. д.

— Системы мониторинга технического состояния оборудования станции.

— Система контроля качества электроэнергии.

— АИИС КУЭ

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии – иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, участвующих в коммерческих расчётах (коммерческий учёт электроэнергии) и используемых в расчетах балансов электроэнергии (технический учёт электроэнергии), информационно-вычислительный комплекс электроустановки совмещенный с уровнем информационно-вычислительного комплекса, систему обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений объемов электроэнергии и мощности, используемых в коммерческих и балансовых расчетах, а также передачи информации в автоматизированном режиме.

— Системы кибербезопасности.

Актуальность использования цифровых станций состоит в том, что легко обеспечивается эффективную работу с большими объемами данных, а соответственно более эффективная работа всей энергосистемы. Так же возможно внедрение новых технологий.

Вторичные цепи ЦС должны обеспечивать обмен данными между уровнем процесса и уровнями присоединения в цифровом виде. IEC 61850 и

IES 61869 являются достаточными для описания принципов функционирования ЦС. Структура ЦС должна быть оптимальной, т.е. наилучшее соотношение стоимость/надежность. Решения должны быть гибкими и масштабируемыми, а конкретная структура определяется на стадии проектирования. Надежность достигается за счет резервирования элементов, а также высокого уровня самодиагностики системы.

10.5 Сравнение цифровых и аналоговых систем

Решить проблемы, связанные с изменением структуры генерации и потребления электроэнергии можно только переходом к цифровой энергетике. Главным отличием цифровой энергетике от аналоговой является то, что регулировка энергопотребления в нагрузке для обеспечения баланса мощности осуществляется не путем изменения частоты переменного тока, а путем управления нагрузкой цифровым способом.

Другой особенностью цифровой энергетике является возможность реализации полностью децентрализованной системы управления. Следует отметить, что цифровая энергетика при необходимости может существовать и при централизованном управлении. Но реализовать полностью децентрализованное управление можно только на основе цифровых технологий.

Как это работает на практике? Клиент электроэнергетической компании приобретает оборудование со встроенным блоком (или же заказывает установку такого блока в уже имеющуюся у него технику), позволяющим дистанционно управлять данным устройством, переводя его в тот или иной режим, характеризующийся тем или иным энергопотреблением. Например, при нехватке мощности электромобиль будет заряжаться меньшим током, на что потребуется немного больше времени, чем обычно. Естественно, частичная передача управления энергоёмким оборудованием энергетикам происходит добровольно. В обмен клиент получает хорошую скидку на электроэнергию, так как энергетикам не нужно держать для него резервные мощности.

На производстве при нехватке мощности в энергосистеме станки переводятся в экономичный режим, характеризующийся пониженной производительностью. Опять-таки, руководство предприятия может выбрать — или очень дешёвая электроэнергия, но иногда темпы производства у вас будут снижать извне, либо полная независимость параметров станков от ситуации в энергосистеме, но тогда извольте платить за дополнительные резервные мощности. Здесь можно выбрать оптимальный «тарифный план», как сейчас мы его выбираем для мобильной связи.

Цифровая энергетика позволила по-новому подойти к выбору трансформаторов для подстанций. Применение громоздких, неэкологичных и сложных в обслуживании масляных трансформаторов в наше время оправдано только тем обстоятельством, что у них высокая перегрузочная способность. Более прогрессивные оптоэлектронные трансформаторы. Повсеместная замена масляных трансформаторов на оптоэлектронные немыслима без цифровизации

энергетики, которая позволит распределять нагрузку на трансформаторы, установленные на станциях, более равномерно.

10.6 Основные принципы создания

Переход на цифровые (в основном – оптические) технологии съема информации и передачи команд управления:

- возможность «замены на ходу» источника сигнала и тем самым – повышение надежности функционирования релейных защит;
- увеличение быстродействия (не требуется защита «от дребезга», уменьшение времени срабатывания исполнительной части за счет оптических IGBT-модулей, уменьшение времени выявления аварийного режима);
- улучшение условий в части безопасного производства работ и электромагнитной совместимости (благодаря оптическим связям нет выноса потенциала с ОРУ);
- развитие средств и методов непрерывной диагностики (контроль деградации характеристик, контроль готовности к выполнению операций, контроль метрологических характеристик);
- расширение количества функций, реализуемых в каждом терминале;
- перенос части расчетно-диагностических задач в интерфейсные модули (Smart-IED).

10.7 Реализация ЦС на основе стандарта МЭК 61850

МЭК-61850 стандарт, описывающий свод правил для организации событийного протокола передачи данных [43].

Этот стандарт задумывался как универсальный стандарт, который позволит упорядочить разрозненные решения различных производителей устройств релейной защиты и систем передачи данных, применяемых на станциях. Стандарт получился относительно сложным именно из-за своей универсальности. Он описывает не только как передаются данные, но и закрепляет требования к описанию электрических систем на всех уровнях, начиная от уровня системы в целом, заканчивая конфигурацией отдельного терминала РЗА. Согласно этим требованиям, система описывается в понятной и стандартизированной форме. Вся информация о конфигурациях хранится в файлах определенного формата.

Согласно 61850 устройства РЗА объединены шиной, по которой сами устройства обмениваются данными между собой и передают эти данные на верхний уровень. Такая архитектура удобна тем, технологической шины значительно уменьшает количество медных проводов, упрощает настройку, проектирование и эксплуатацию системы. Данные от терминалов релейной защиты по станционной шине могут передаваться на верхний уровень оператору, кроме того, у контролирующих органов, имеющих соответствующий уровень доступа, есть возможность получать оперативные

данные с любой подстанции и с любого терминала РЗА. Эта информация позволяет контролировать деятельность подчиненных служб, что повышает надежность энергетических объектов в целом.

Основными протоколами передачи данных, согласно стандарту МЭК-61850, являются протоколы MMS, GOOSE и SV . MMS используется для передачи данных от терминалов РЗА в SCADA систему для дальнейшей визуализации, а GOOSE - для обмена данными между терминалами (GOOSE-горизонтальный обмен между низовыми устройствами). SV — протокол передачи мгновенных значений тока и напряжения от измерительных трансформаторов.

SCADA – программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления.

10.8 Компоненты структурной схемы АСУ ТП

В производственных АСУ ТП системы обычно строятся по трехуровневому принципу.

Нижний уровень (полевой уровень) АСУ ТП представляет собой различные датчики (сенсоры).

Средний уровень состоит из программируемых логических контроллеров. Он как раз принимает полевые данные и выдает команды управления на нижний уровень. Управление осуществляется по заранее разработанному алгоритму, который исполняется циклически (прием данных – обработка – выдача управляющих команд).

Верхний уровень - это уровень визуализации, мониторинга и сбора данных. На этом уровне задействован диспетчер. Для таких диспетчерских систем часто применим термин SCADA. Верхний уровень АСУ ТП обеспечивает сбор, а также архивацию важнейших данных, их визуализацию, представление на экране параметры происходящего процесса. При получении данных система самостоятельно сравнивает их с граничными параметрами и при выходе за границы уведомляет оператора с помощью тревог. Оператор, который для начала работы должен авторизоваться, запускает технологический процесс, имеет возможность остановить его полностью или частично, может изменить режимы работы агрегатов (изменяя уставки) и т.п. При этом система записывает все происходящее, включая действия оператора. Тем самым обеспечивается персональная ответственность управляющего оператора.

Шина процессора обеспечивает измерениями тока и напряжения устройств РЗА, счетчиками электрической энергии и другое оборудование.

Электронно-оптические блоки – ключевые элементы шины процесса, выполняющие роль интерфейса между оптической измерительной системой и вторичными устройствами.

Передача мгновенных значений тока и напряжения по шине процесса осуществляется согласно стандарту МЭК 61850.

Интеллектуальное электронное устройство NTP micro RPU предназначено для сбора и обработки информации о состоянии объекта, а также для управления исполнительными устройствами.

Управляемый коммутатор Hirschmann RSPE30 [44] обеспечивает максимальную гибкость за счет целого ряда модулей с широкими возможностями сетевого резервирования и обеспечения безопасности. Обладает высокой виброустойчивостью и устойчивостью к электрическим разрядам.

Коммутатор Omron RS20 отличается функциональностью, современными технологиями резервирования и сетевой безопасности, поддержкой профиля протокола МЭК61850.

SNTP (англ. Simple Network Time Protocol) — протокол синхронизации времени по компьютерной сети.

Протокол синхронизации PTPv2 позволяет добиться точности синхронизации в несколько десятков наносекунд.

Сервер времени Meinberg M400/PTP предлагает непревзойденную гибкость и универсальность и обеспечивает точное время в сети.

RedBox Hirschmann RSP25 данные протоколы обеспечивают нулевое время восстановления сети после сбоя, что гарантирует максимальный на сегодня уровень надежности и отказоустойчивости.

Контроллер присоединений NTP BAУ/MU устройство сбора, обработки аналоговой и дискретной информации о состоянии объекта, а также управления коммутационным оборудованием.

Счетчик электрической энергии ARIS EM предназначен для измерения и многотарифного учета активной и реактивной электроэнергии, ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электроэнергии с приемом данных измерений согласно МЭК 61850-9-2LE.

Терминал РЗА SEL-401U имеет функции местного и удаленного управления коммутационными аппаратами, а также телесигнализацией. Устройство создает выборки аналоговых данных, таких как токи и напряжения, и публикует выборки в сети шины процесса, обеспечивая локальную защиту.

Коммутатор Hirschmann MACH 1030 предназначен для работы в системах автоматизации электрических подстанций, систем распределения электроэнергии в непосредственной близости от силовых установок. Коммутатор поддерживает уникальную технологию резервирования с гарантированным временем восстановления в случае сбоя менее 10 мс.

Omron RS40 высокопроизводительный коммутатор стационарного уровня. Обладает высокой надежностью, рассчитаны на передачу больших объемов данных, позволяет создавать расширяемые сети.

Kaspersky Security Center [45] упрощает управление безопасностью и IT-системами. Гибкая, масштабируемая консоль, доступная в том числе в виде веб-версии, удовлетворяет потребности в защите. Она обеспечивает

всестороннее управление IT-системами и средствами безопасности и облегчает распределение обязанностей между администраторами.

KICS for Networks является специализированным программно-аппаратным средством мониторинга сетевого обмена между узлами сети систем защиты и управления, которое позволяет определять и регистрировать аномальные и важные с точки зрения обеспечения безопасности эксплуатации оборудования электроустановок и бесперебойного электроснабжения потребителей информационные события. Об обнаруженных отклонениях KICS for Networks оповещает обслуживающий персонал (в том числе специалистов ИБ). Система KICS for Networks обеспечивает хранение выявленных событий во внутренней защищенной базе.

PT ISIM (Positive Technologies Industrial Security Incident Manager) программно-аппаратный комплекс, предназначенный для непрерывного мониторинга защищенности, управления инцидентами информационной безопасности и выявления кибератак на промышленные системы в ранней стадии.

Тип передачи данных SPAN представляет непрерывную область памяти. Цель данного типа - повысить производительность и эффективность использования памяти. SPAN позволяет избежать дополнительных выделений памяти при операции с наборами данных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены основные элементы и параметры Алтайского гидроузла на реке Катунь, являющегося сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного – 0,01%, равных 4150 и 4981,6 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчётов была выбрана установленная мощность, равная 298 МВт. Также был определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 493,88 м. Полезный объём при отметке НПУ составил 6,57 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1671 млн. кВт · ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный – 49,5 м;

расчётный – 39,9 м;

минимальный – 26 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчётному напору, составляет 873 м³/с.

Выбрана гидротурбина ПЛ50-В-630. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 3 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 6,3 м.

Для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 125 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-1130/140-48ТС4 с номинальной активной мощностью 100 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства – «две системы сборных шин». По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 125000/220 У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1600/13,8 УЗ, для ЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

После был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла – приплотинная. В состав Алтайского гидроузла входят:

- глухая левобережная бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- глухая центральная бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина с глубинными водовыпусками;
- станционная бетонная плотина;
- глухая правобережная бетонная плотина.

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки водосливной плотины:

- ширина подошвы – 38 м;
- отметка подошвы – 464 м;
- отметка гребная водослива – 512 м;
- число водосливных отверстий – 11;
- ширина водосливных отверстий – 16 м;
- отметка гребня плотины – 520 м.
- число глубинных водовыпусков – 2;
- ширина глубинных водовыпусков – 2 м;

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Алтайской ГЭС отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

- срок окупаемости 9 лет;
- чистый приведенный доход NPV – 5607030000 руб;
- индекс прибыльности PI – 1,9;
- себестоимость электроэнергии – 0,54руб./кВт·ч;

Из этого можно сделать вывод, что строительство Алтайской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра. [Электронный ресурс] // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005. – 114 с.
3. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 11с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 106с.
5. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. ОСТ 108.023.105-84: Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые. Конструктивные схемы.
7. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: в 2т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.2. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
8. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): Учебное пособие/Ю.С. Васильев, Г.А. Претро. –Л.: ЛГТУ, 1991. – 80с.
9. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
10. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // АО «СВЭЛ» г. Екатеринбург – Режим доступа: <http://www.svel.ru/>.
11. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский Трансформатор» г. Тольятти – Режим доступа: <http://www.complectprom.ru/>.
12. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
13. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены– Режим доступа: http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/.

14. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.–Введ. 16.06.2010 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
15. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
16. СТО 56947007-29.240.014-2008 Электроэнергетические системы. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35 - 750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10 - 750 кВ.Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
17. СТО РусГидро 01.01.78-2012.Гидроэлектростанции.Нормы Технологического Проектирования. – Москва. 2014.– 296 с.
18. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru>.
19. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО«Спектрал» г. Воронеж. – Режим доступа: <http://spiektral.ru>.
20. Каталог «Трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] // АО «Профотек» г. Москва. – Режим доступа:<http://www.profotech.ru>.
21. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки. – Режим доступа:<http://www.zeto.ru>.
22. Каталог «Анализаторы» [Электронный ресурс] // ООО «Прософт-Системы» г. Екатеринбург – Режим доступа:<http://www.prosoftsystems.ru>.
23. Каталог «Выключатели генераторные» [Электронный ресурс] // АО «ПО Элтехника» г. Санкт-Петербург. – Режим доступа:<http://www.elteh.ru>.
24. Каталог «Измерительные трансформаторы напряжения» [Электронный ресурс] //«Русский трансформатор»г. Астрахань. – Режим доступа:<http://www.russkij-transformator.ru>.
25. Каталог «Синхронизаторы» [Электронный ресурс] //ООО «АСУ-ВЭИ» г. Москва. – Режим доступа:<http://www.asu-vei.ru>.
26. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
27. Каталог «Дизельные электростанции» [Электронный ресурс] // «Энерго-Моторы», г. Екатеринбург – Режим доступа:<http://www.energomotors.ru>.
28. Каталог «Масляные трансформаторы 35 кВ» [Электронный ресурс] // ООО«Трансформаторные Подстанции»г. Екатеринбург – Режим доступа:<http://www.ural-transformator.ru>.
29. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва:Энергоатомиздат, 1998. – 608.
30. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.

31. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
32. Л. Н. Рассказов и др. Гидротехнические сооружения. В двух частях. Ч.1. – М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
33. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
34. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
35. СП 39.13330.2012 «Плотины из бетонных материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84. – М.: Минрегион России, 2012.
36. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП, 2013.
37. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
38. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».
39. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
40. «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.
41. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред 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.
42. Архитектура построения интернета энергии, Москва, 2018 г. - Режим доступа: https://energynet.ru/upload/White_paper.
43. Стандарт МЭК 61850, Москва, установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. N 184-ФЗ "О техническом регулировании". -25 с.
44. Каталог «Многопортовые коммутаторы уровня предприятия» [Электронный ресурс] //ООО «ProSoft». – Режим доступа: <https://www.prosoft.ru/>.
45. «Кибербезопасность электроэнергетической инфраструктуры» [Электронный ресурс] //ООО «Kaspersky». – Режим доступа: <https://ics.kaspersky.ru/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Гидрологический ряд р.Катунь

годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{ср.год}$
1932	187	178	173	244	1074	1330	1096	1027	560	478	275	221	570
1933	164	159	164	300	1051	900	848	876	465	284	242	187	470
1934	182	173	168	175	1151	1539	976	797	548	441	275	210	553
1935	145	145	168	263	1333	1394	1104	744	376	265	196	164	525
1936	164	158	154	188	864	2300	1381	930	543	367	264	191	625
1937	156	154	159	234	1136	2114	1367	841	630	403	238	187	635
1938	168	164	210	490	2510	2600	1726	1052	810	550	320	230	903
1939	149	148	154	262	1416	1364	1468	799	409	348	214	173	575
1940	176	166	157	322	1006	1580	1025	835	560	423	275	205	561
1941	182	172	162	400	1338	1949	1266	906	659	515	386	216	679
1942	161	158	165	206	901	2004	1203	979	547	395	242	190	596
1943	150	150	158	308	1051	1648	991	810	436	302	215	172	533
1944	152	149	155	264	1103	1661	1294	711	521	349	230	181	564
1945	139	138	152	511	1048	849	660	672	344	255	182	160	426
1946	241	209	199	346	1298	2088	1282	1307	608	600	449	300	744
1947	164	154	164	322	1172	1960	1835	1066	600	413	260	191	692
1948	145	144	154	322	984	1643	1254	774	418	339	202	164	545
1949	151	149	154	308	1135	1718	1208	733	473	320	214	173	561
1950	153	149	159	174	1542	1520	948	798	521	302	221	173	555
1951	137	136	150	308	1058	857	795	575	307	251	182	157	409
1952	155	153	164	239	1331	2139	1660	976	557	312	226	177	674
1953	145	143	154	218	1070	1135	791	597	399	274	203	167	441
1954	154	145	157	210	1219	1152	693	640	529	348	233	184	472
1955	168	132	126	290	1650	1875	1256	772	628	445	254	197	649
1956	153	147	154	308	1136	1719	1213	737	471	96	210	178	544
1957	191	200	179	244	686	1966	1103	1033	586	447	245	199	590
1958	191	182	137	274	1081	2051	2238	1287	763	464	307	228	767
1959	162	156	165	386	1113	1544	1206	793	536	350	234	210	571
1960	164	168	196	263	870	2051	1346	884	537	403	263	186	611
1961	261	228	203	484	1213	1856	1340	1054	598	431	316	302	691
1962	154	150	161	322	1331	1075	732	664	395	283	255	211	478
1963	150	132	154	197	650	880	810	545	320	280	210	170	375
1964	139	150	159	234	840	1510	1070	739	372	264	224	178	490
1965	207	202	173	280	1220	974	806	805	512	468	320	327	525
1966	140	142	161	275	870	2872	1598	855	529	348	227	181	683
1967	175	173	173	336	888	849	1126	1106	513	472	259	200	523
1968	140	142	161	317	2534	888	887	597	353	273	217	181	558
1969	173	160	158	288	2936	2475	1619	817	661	548	325	247	867

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{cp.год}$
Q_{cp}	166	160	164	301	1200	1627	1143	819	503	375	251	195	575

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Водно-энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Средние расходы за год в маловодный период и период половодья

Годы	Q, ср. год	Годы	Q ср. пол.	Годы	Q ср. меж	P, %
1938	903	1938	1972	1946	369	2
1969	867	1969	1962	1938	368	4
1958	767	1958	1664	1961	353	6
1946	744	1966	1549	1941	337	8
1947	692	1952	1527	1969	320	10
1961	691	1947	1508	1977	319	12
1966	683	1946	1494	1958	318	14
1941	679	1973	1431	1965	311	16
1952	674	1955	1388	1970	294	18
1973	660	1936	1369	1932	290	20
1955	649	1961	1366	1967	288	22
1937	635	1941	1365	1957	286	24
1936	625	1937	1365	1940	286	25
1960	611	1971	1341	1979	286	27
1970	610	1960	1288	1976	284	29
1971	608	1942	1272	1947	284	31
1942	596	1939	1262	1955	280	33
1977	594	1970	1243	1959	275	35
1957	590	1968	1227	1973	274	37
1939	575	1950	1202	1960	273	39
1959	571	1956	1201	1934	272	41
1932	570	1949	1199	1937	270	43
1944	564	1957	1197	1942	258	45
1949	561	1944	1192	1972	258	47
1979	561	1975	1187	1936	254	49
1940	561	1959	1164	1966	250	51
1968	558	1948	1164	1944	250	53
1950	555	1972	1148	1981	249	55
1972	555	1935	1144	1980	248	57
1934	553	1977	1144	1952	248	59
1975	549	1932	1132	1933	246	61
1948	545	1943	1125	1954	245	63
1956	544	1934	1116	1949	243	65
1943	533	1979	1113	1971	242	67
1976	530	1940	1112	1962	241	69
1980	527	1980	1085	1978	241	71
1935	525	1964	1040	1943	236	73
1965	525	1976	1020	1948	236	75
1967	523	1967	992	1945	235	76
1964	490	1981	960	1939	232	78

Продолжение приложения Б

Окончание таблицы Б.1

1981	486	1965	951	1950	232	80
1962	478	1962	951	1975	231	82
1954	472	1978	927	1968	223	84
1933	470	1954	926	1974	223	86
1978	470	1933	919	1935	215	88
1953	441	1953	898	1964	215	90
1945	426	1951	821	1956	215	92
1951	409	1945	807	1953	213	94
1974	386	1963	721	1951	204	96
1963	375	1974	714	1963	202	98

Таблица Б.2 – Координаты для построения ИКН зимних суток

t,ч	Р ранж, МВт	ΔР, МВт	ΔЭ,кВт·ч	Р кор, МВт	Э кор, млн. кВт·ч
1	2017	14	14	10	0,01
2	2003	0	0	10	0,01
3	2003	4	11	14	0,02
4	1999	7	27	20	0,05
5	1993	10	50	31	0,10
6	1983	2	9	32	0,11
7	1981	11	79	43	0,19
8	1970	0	1	43	0,19
9	1970	7	60	50	0,25
10	1963	2	19	52	0,27
11	1961	13	144	65	0,41
12	1948	5	62	70	0,47
13	1943	1	14	71	0,48
14	1942	18	258	90	0,74
15	1923	1	14	91	0,76
16	1922	51	819	142	1,58
17	1871	34	576	176	2,15
18	1837	19	336	194	2,49
19	1819	24	465	219	2,95
20	1794	0	1	219	2,96
21	1794	13	264	231	3,22
22	1782	2	54	234	3,27
23	1779	1	33	235	3,31
24	1778	1778	42665	2013	45,97

Рср.зим=1916

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Координаты для построения ИКН летних суток

t, ч	P ранж, МВт	ΔP, МВт	ΔЭ, кВт·ч	P кор, МВт	Э кор, млн. кВт·ч
1	1463	2	2	3	0,003
2	1462	5	10	8	0,013
3	1457	6	18	14	0,031
4	1451	0	0	14	0,031
5	1451	1	7	15	0,038
6	1450	1	8	17	0,046
7	1448	2	11	18	0,057
8	1447	1	11	20	0,068
9	1445	0	1	20	0,069
10	1445	7	72	27	0,141
11	1438	3	29	30	0,170
12	1435	6	69	35	0,239
13	1430	2	21	37	0,261
14	1428	11	160	48	0,420
15	1417	37	559	86	0,979
16	1379	38	602	123	1,581
17	1342	4	60	127	1,641
18	1338	42	758	169	2,399
19	1296	0	5	169	2,404
20	1296	22	440	191	2,844
21	1274	9	192	200	3,037
22	1265	4	80	204	3,117
23	1261	1	14	205	3,131
24	1260	1260	30248	1465	33,379

Рср.лето=1391

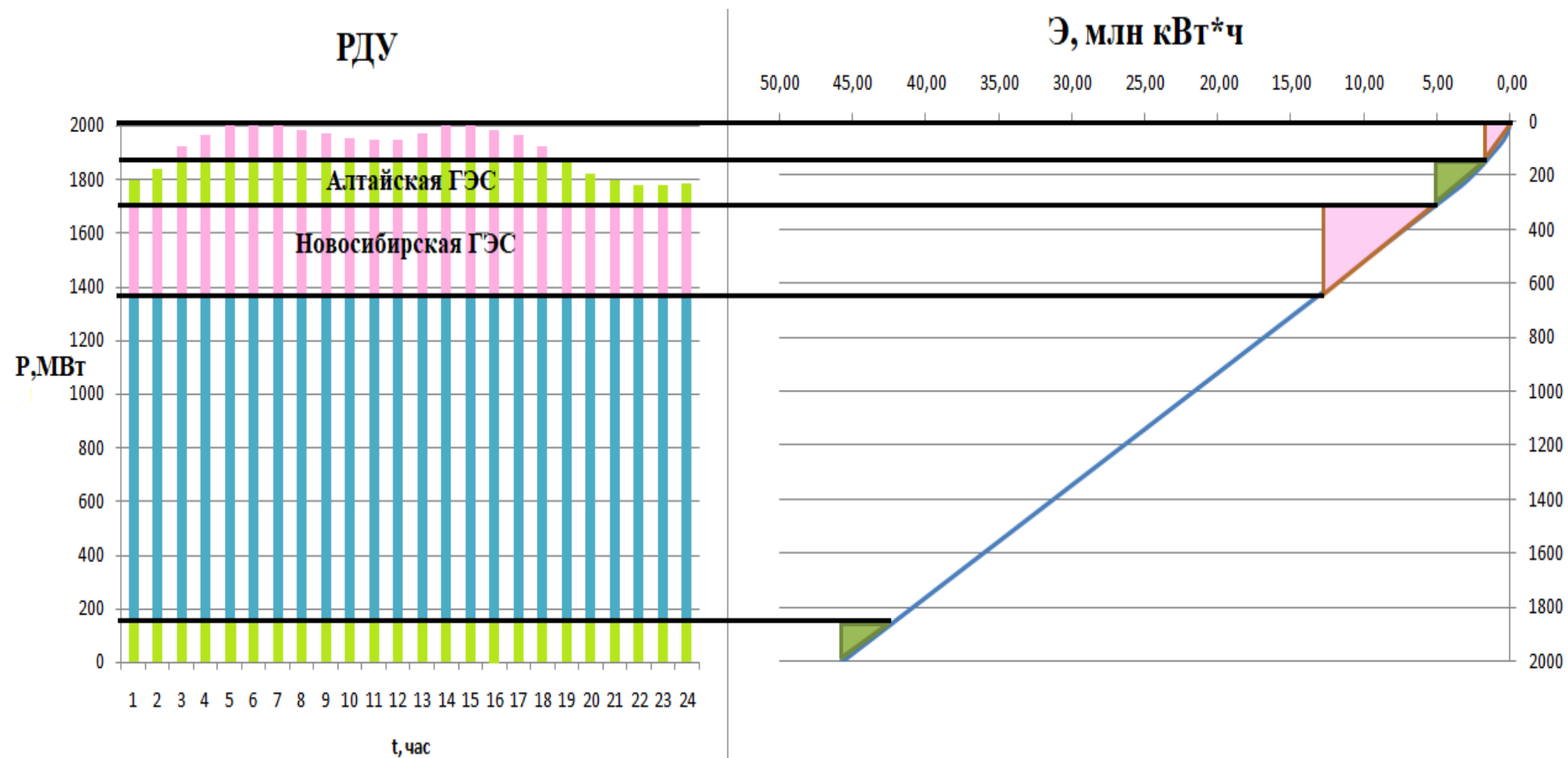


Рисунок Б.1 – ИКН зимних суток:

Розовый–существующая Новосибирская ГЭС с рабочей мощностью 480 МВт, выработкой 11,52 млн кВт · ч;
 Зелёный–проектируемая Алтайская ГЭС с рабочей мощностью 283 МВт, выработкой 6,1 млн кВт · ч.

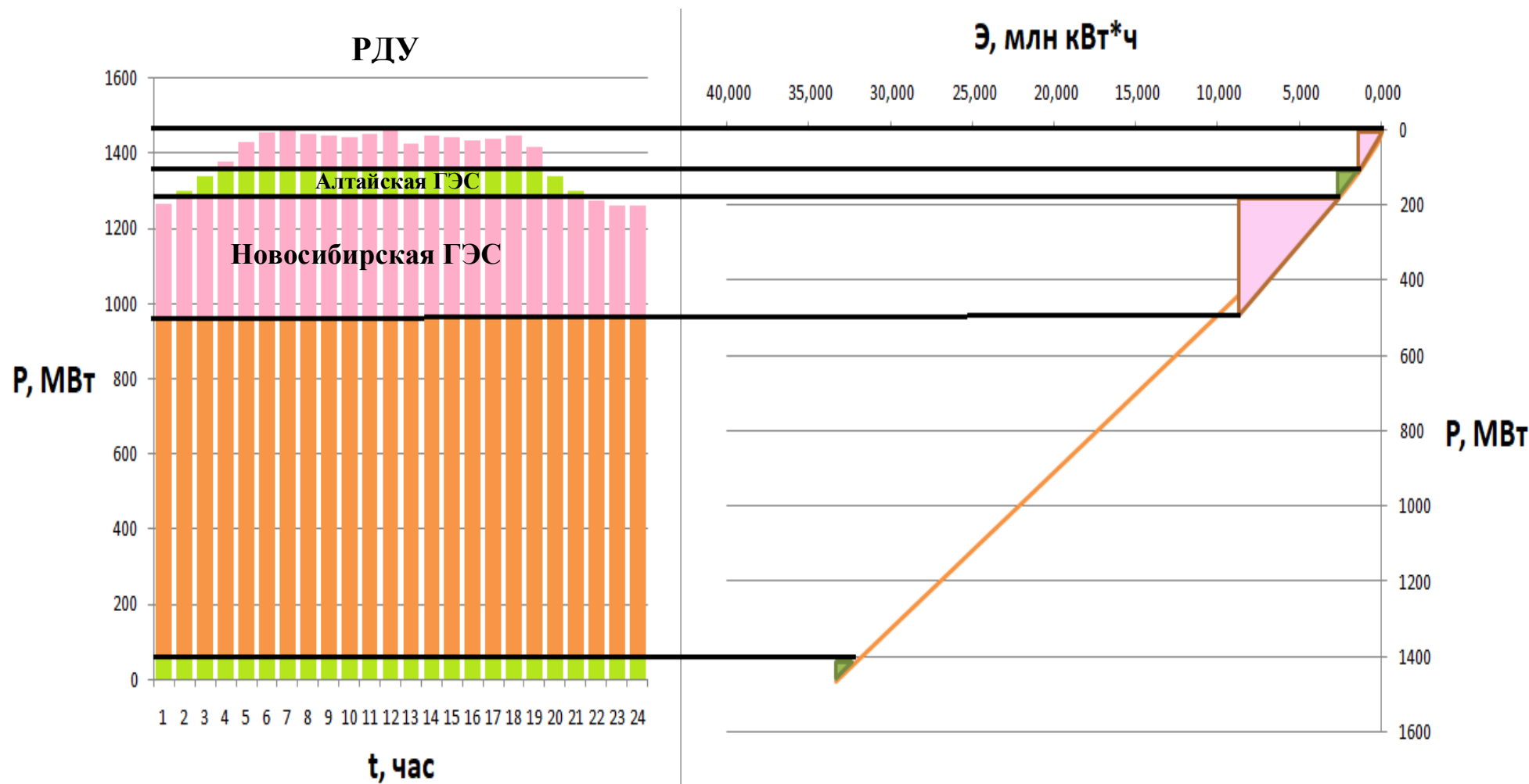


Рисунок Б.2 – ИКН летних суток:

Розовый–существующая Новосибирская ГЭС с рабочей мощностью 320 МВт, выработкой 7,7 млн кВт · ч;

Зелёный–проектируемая Алтайская ГЭС с рабочей мощностью 122 МВт, выработкой 2,47 млн кВт · ч

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{i^{np90\%}}, M^3/c$	145	143	154	218	1070	1135	791	597	399	274	203	167
$Q_{ВХК}, M^3/c$	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
$Q_{исп}, M^3/c$	1	1	1	1	5	6	4	3	2	1	1	1
$Q_{лед}, M^3/c$	9	9	0	-13	-22	0	0	0	0	0	9	9
$Q_{фильтр}, M^3/c$	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
$Q_{рыб}, M^3/c$	0	0	0	0	13	13	13	0	0	0	0	0
$\Sigma Q_{потерь}, M^3/c$	14	14	5	-8	1	23	21	7	6	5	14	14
$Q_{пол.быт.}, M^3/c$	145	143	154	218	1070	1135	791	597	399	274	203	167
$Q_{НБ}, M^3/c$	131	129	149	226	1069	1112	770	590	393	269	189	153
$Z_{об}, M$	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516	516
$Z_{нб}, M$	467	467	467	467	467	467	467	467	467	467	467	467
$H_{пол}, M$	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
$N_{быт}, MВт$	57	56	64	97	452	469	326	251	168	115	81	66
$N_{вхк}, MВт$	128	128	128	129	129	129	129	129	129	129	128	128
$N_{водот} - N_{вхк}, MВт$	-71	-72	-64	-32	323	340	197	122	39	-14	-47	-62

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (окончательный)

Месяц	Расходы										Объемы в-ща			Отметки ВБ			$Z_{НБ}$, м	$H_{гэс}$, м	$N_{гэс}$, МВт	$N_{гэп}$, МВт
	$Q_{быг.}$, м ³ /с	$Q_{полбыг.}$, м ³ /с	$Q_{исп.}$, м ³ /с	$Q_{ф.}$, м ³ /с	$Q_{в-ща}$, м ³ /с	$Q_{лед.}$, м ³ /с	$Q_{рыб.}$, м ³ /с	$Q_{гэс}$, м ³ /с	$Q_{нб.}$, м ³ /с	$Q_{вхк.}$, м ³ /с	$V_{н.}$, м ³	ΔV , м ³	$V_{к.}$, м ³	$Z_{н.}$, м	$Z_{к.}$, м	$Z_{ср.}$, м				
10	274	269	1	4	176	0	0	362	366	300	10,89	0,25	10,64	516,00	515	515,7	466,85	48,4	154	154
11	203	189	1	4	365	9	0	464	468	300	10,64	0,74	9,91	515	514	514,6	467,01	47,1	192	192
12	167	153	1	4	619	9	0	652	656	300	9,91	1,34	8,57	514	510	512,0	467,25	44,3	254	254
1	145	131	1	4	775	9	0	721	725	300	8,57	1,58	6,99	510	505	507,9	467,32	40,0	254	254
2	143	129	1	4	831	9	0	620	624	300	6,99	1,32	5,67	505	500	502,9	467,21	35,1	192	192
3	154	149	1	4	900	0	0	586	590	300	5,67	1,17	4,50	500	495	497,6	467,17	29,9	154	154
4	218	226	1	4	70	-13	0	296	300	300	4,50	0,19	4,32	495	493,88	494,37	466,73	27,1	71	ВХК
5	1070	1070	5	4	-774	-22	13	296	300	300	4,32	-2,07	6,39	493,88	503	498,5	466,73	31,3	82	ВХК
6	1135	1112	6	4	-816	0	13	296	300	300	6,39	-2,19	8,57	503	510	506,8	466,73	39,5	103	ВХК
7	791	770	4	4	-474	0	13	296	300	300	8,57	-1,27	9,84	510	514	512,0	466,73	44,7	117	ВХК
8	597	590	3	4	-294	0	0	296	300	300	9,84	-0,79	10,63	514	515	514,5	466,73	47,3	123	ВХК
9	399	393	2	4	-97	0	0	296	300	300	10,63	-0,26	10,89	515	516,00	515,7	466,73	48,5	126	ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6– Сводная таблица рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС

Месяц	Проектируемая ГЭС							Существующая ГЭС	
	$N_{\text{гпр}}$, МВт	Эсуг , млн кВт·ч	Эб , млн кВт·ч	Эп , млн кВт·ч	$N_{\text{б}}$, МВт	$N_{\text{п}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	Эсуг , млн кВт·ч
1	254	6,10	3,1	3,0	93	128	221	480	11,5
2	192	4,61	2,3	2,3	74	106	180	476	11,4
3	154	3,70	1,8	1,8	35	56	91	400	9,6
4	71	1,70	0,8	0,9	41	54	95	360	8,6
5	82	1,97	1,0	1,0	51	71	122	348	8,4
6	103	2,47	1,2	1,2	58	73	131	320	7,7
7	117	2,81	1,4	1,4	62	81	143	320	7,7
8	123	2,95	1,5	1,5	63	96	159	348	8,4
9	126	3,02	1,5	1,5	74	106	180	360	8,6
10	154	3,70	1,8	1,8	93	128	221	400	9,6
11	192	4,61	2,3	2,3	127	190	317	476	11,4
12	254	6,10	3,0	3,0	93	128	221	480	11,5

Таблица Б.7 –Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС			Существующая ГЭС		
	P_{max} , МВт	$N_{\text{нагр}}$, МВт	$N_{\text{авар}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{нагр}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{авар}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{нагр}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт
1	1977	158	40	283	15		1214	158		480	25	
2	1911	153	40	221	15		1214	153		476	25	
3	1795	144	40	180	15		1215	144		400	25	
4	1661	133	30	91	11		1210	133		360	19	
5	1545	124	30	95	11		1102	124	25	348	19	
6	1478	118	30	122	11		1036	118	76	320	19	
7	1478	118	30	131	11		1027	118	76	320	19	
8	1545	124	30	143	11		1054	124	25	348	19	
9	1660	133	30	159	11	46	1141	133		360	19	
10	1794	144	40	180	15		1214	144		400	25	80
11	1910	153	40	218	15		1216	153		476	25	
12	1977	158	40	283	15		1214	158		480	25	

Продолжение приложения Б

Таблица Б.8 – Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц	Расходы											Объемы в-ща			Отметки ВБ			Z _{НБ} , М	H _{ГЭС} , М	N _{ГЭС} , МВт	N _{гар} , МВт	Э, млн.кВт·ч
	Q _{бпл.} , М ³ /с	Q _{полбпл.} , М ³ /с	Q _{исп.} , М ³ /с	Q _{ф.} , М ³ /с	Q _{в-ща} , М ³ /с	Q _{лед.} , М ³ /с	Q _{рыб.} , М ³ /с	Q _{гэс} , М ³ /с	Q _{НБ} , М ³ /с	Q _{ВХК} , М ³ /с	Q _{хв.} , М ³ /с	V _Н , М ³	ΔV, М ³	V _{кв} , М ³	Z _Н , М	Z _к , М	Z _{сп} , М					
10	372	367	1	4	10	0	0	377	381	300	0	10,89	0,03	10,86	516,00	515,94	516,0	466,88	48,6	161	154	120
11	311	297	1	4	300	9	0	597	601	300	0	10,86	0,80	10,06	515,94	514,13	515,0	467,19	47,4	249	192	179
12	178	164	1	4	500	9	0	664	668	300	0	10,06	1,34	8,72	514,13	510,74	512,4	467,26	44,7	261	254	194
1	158	144	1	4	600	9	0	744	748	300	0	8,72	1,61	7,11	510,74	505,82	508,3	467,34	40,4	265	254	197
2	150	136	1	4	480	9	0	616	620	300	0	7,11	1,29	5,83	505,82	500,98	503,4	467,21	35,7	193	192	130
3	182	177	1	4	470	0	0	647	651	300	0	5,83	1,26	4,57	500,98	495,20	498,1	467,24	30,3	173	154	129
4	199	207	1	4	95	-13	0	302	306	300	0	4,57	0,25	4,32	495,20	493,88	494,5	466,75	27,3	73	71	52
5	1148	1148	5	4	-830	-22	13	318	322	300	0	4,32	-2,22	6,54	493,88	503,77	498,8	466,78	31,5	88	82	66
6	1692	1669	6	4	-931	0	13	558	742	300	180	6,54	-2,49	9,03	503,77	511,57	507,7	467,33	39,8	196	103	141
7	1042	1021	4	4	-491	0	13	530	534	300	0	9,03	-1,32	10,35	511,57	514,80	513,2	467,10	45,6	213	117	158
8	722	715	3	4	-185	0	0	530	534	300	0	10,35	-0,50	10,84	514,80	515,90	515,3	467,10	47,7	223	123	166
9	480	474	2	4	-18	0	0	456	460	300	0	10,84	-0,05	10,89	515,90	516,00	515,9	467,00	48,4	194	126	140

По данным расчёта получили среднегодовую выработку, равную: $\sum \text{Э} = 1671$ млн. кВт · ч.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

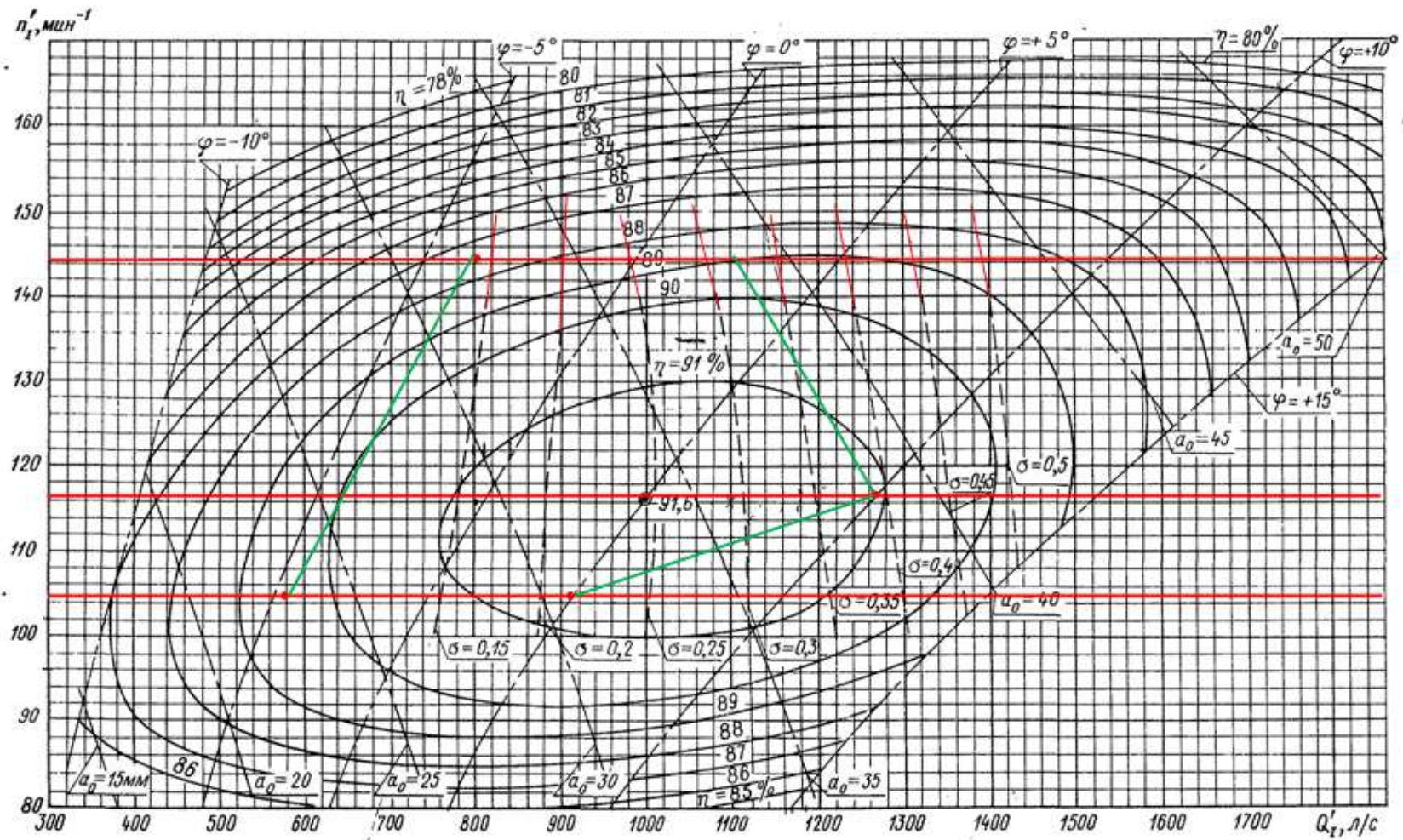


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика турбины ПЛ-50-В-600

Продолжение приложения В

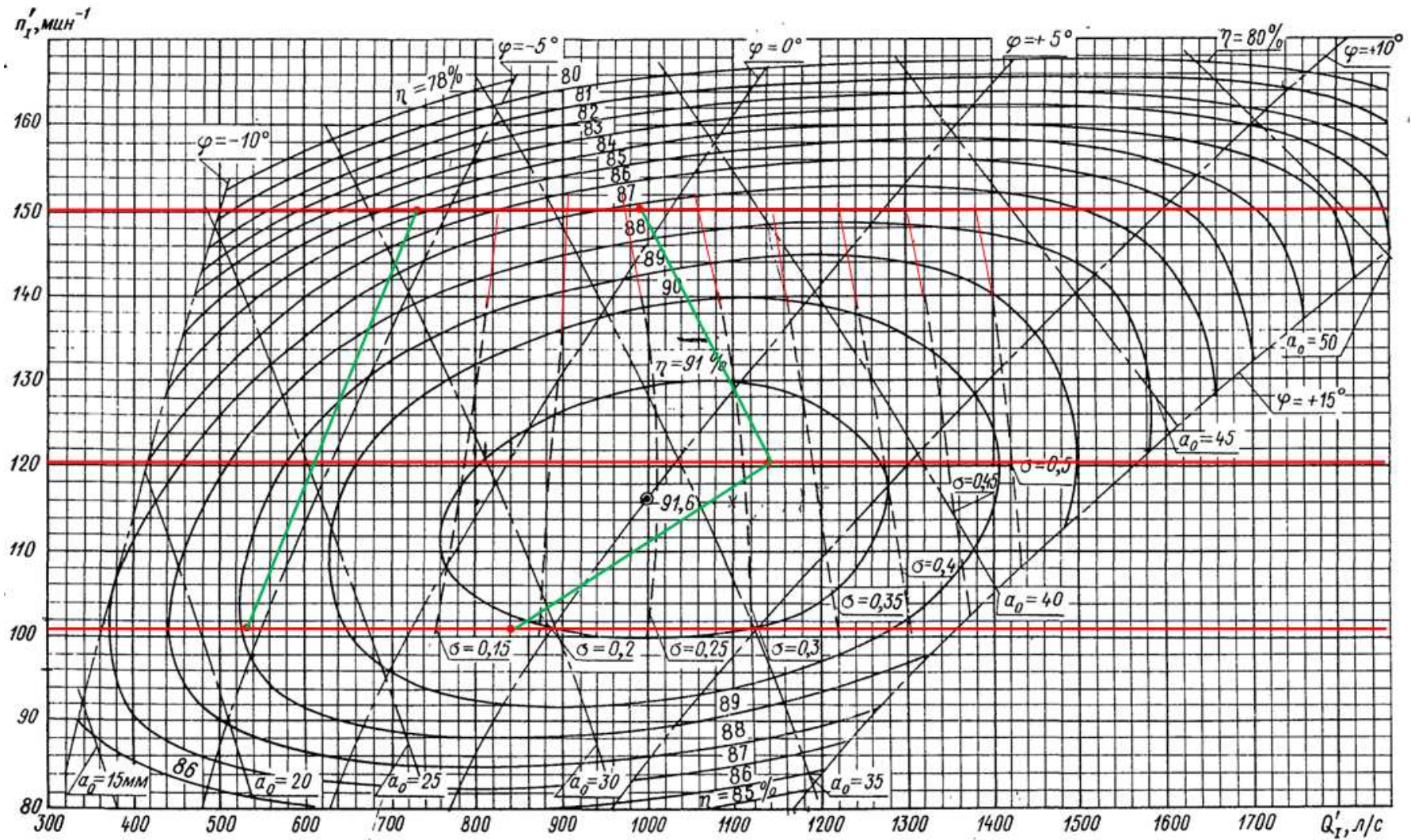


Рисунок В.2 – Универсальная характеристика турбины ПЛ-50-В-630

Продолжение приложения В

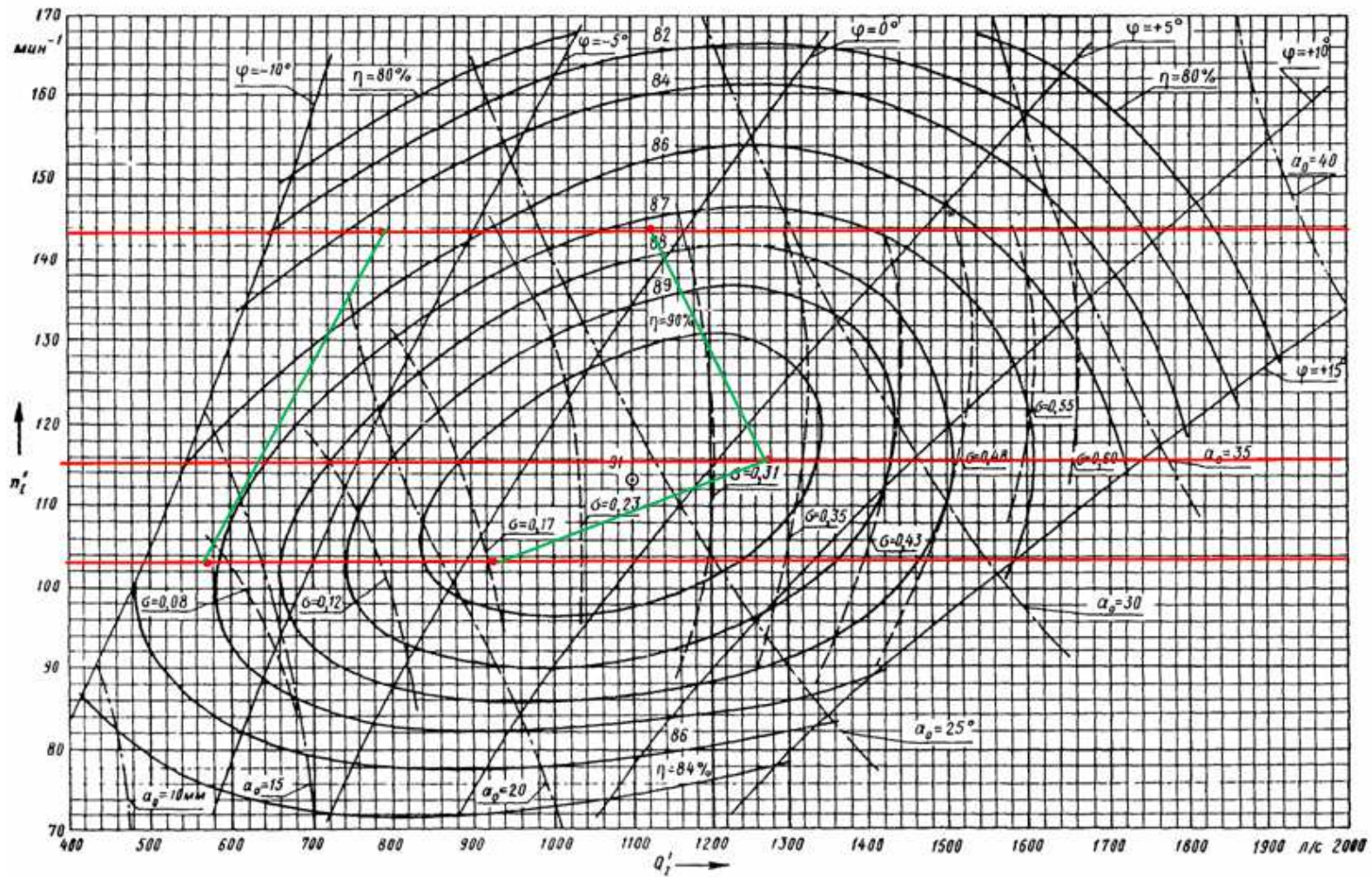


Рисунок В.3 – Универсальная характеристика турбины ПЛД50-В60-600

Продолжение приложения В

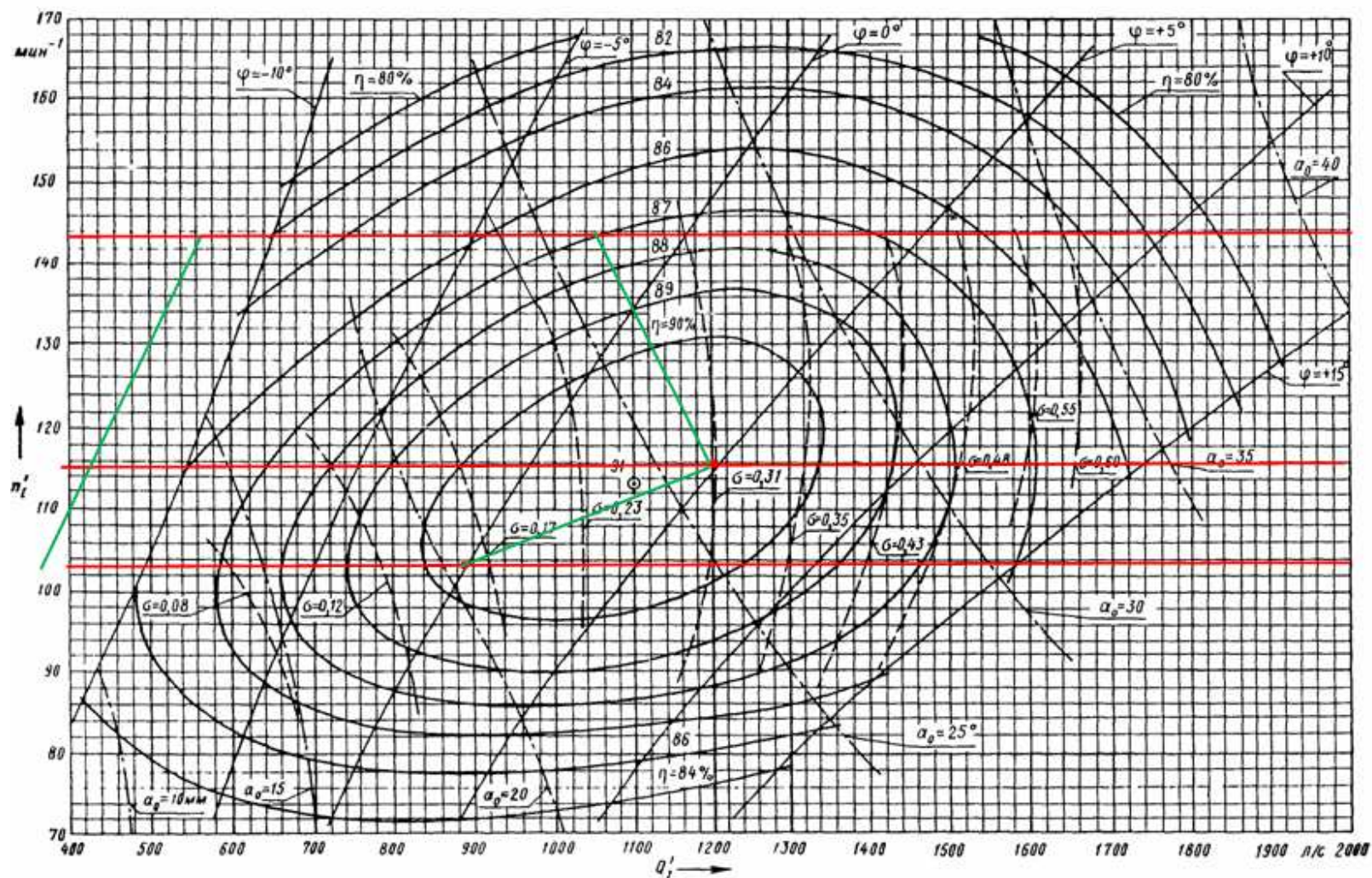


Рисунок В.4 – Универсальная характеристика турбины ПЛД50-В60-750

Продолжение приложения В

Таблица В.1 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1130/140-48ТС4

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	117,7
Номинальная активная мощность	$P_{\text{НОМ}}$, МВт	100
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$, о. е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ}}$, кА	4,92
Номинальная частота вращения	$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	125
Сопротивление обмотки статора	X_d , о. е.	0,91
Переходное сопротивление	X'_d , о. е.	0,26
Сверхпереходное сопротивление	X''_d , о. е.	0,21

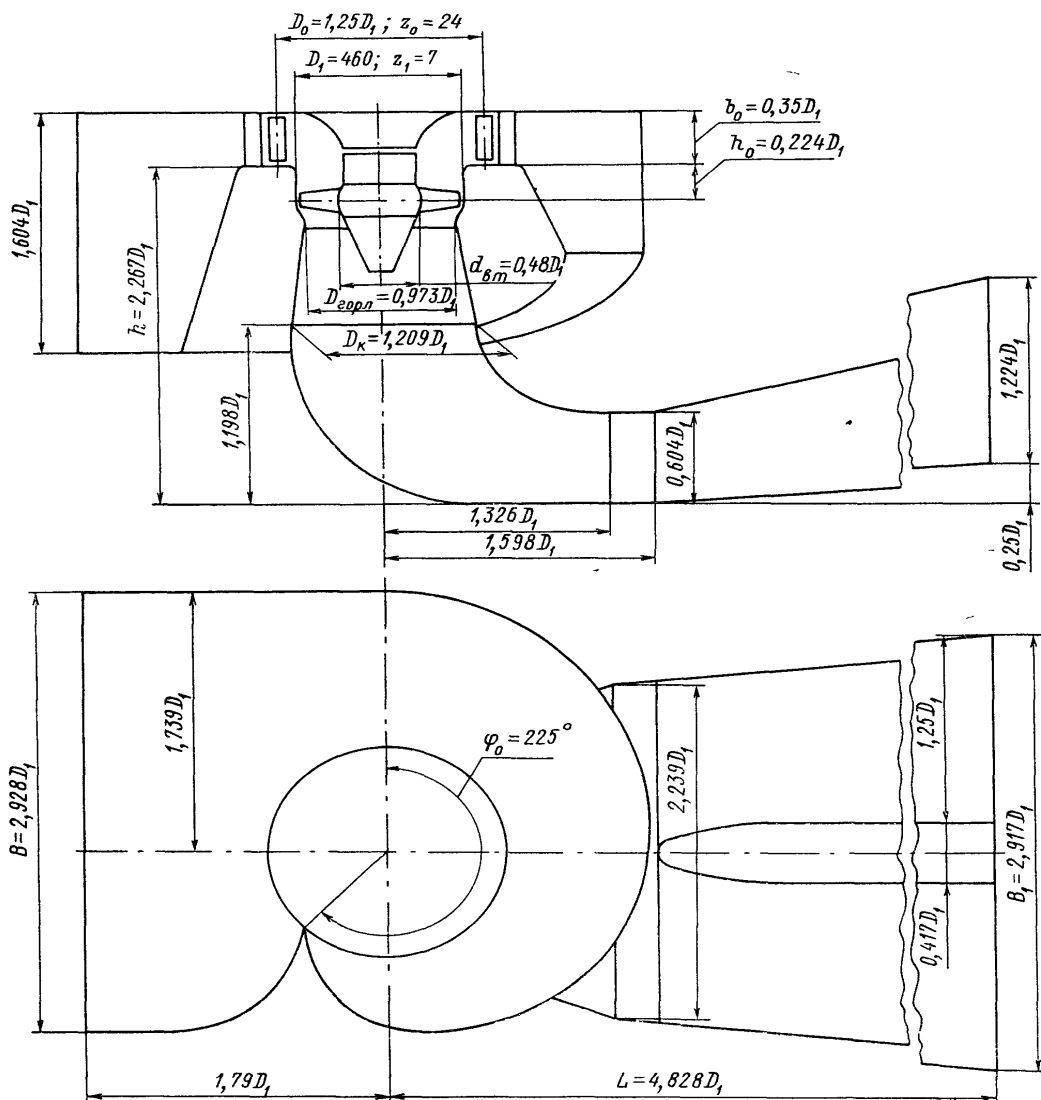


Рисунок В.5 – Проточная часть гидротурбины ПЛ 50

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Расчет бетонной СК

Величина	Сечения											
	<i>вх</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	<i>вых</i>
$r_i, м$	10,96	10,4	9,7	9,1	8,5	7,9	7,3	6,7	6,1	5,5	4,9	4,3
$b_i, м$	5,417	5,096	4,775	4,454	4,133	3,813	3,492	3,171	2,850	2,529	2,208	1,879
$a_i, м$	6,056	5,451	4,846	4,241	3,636	3,031	2,426	1,821	1,216	0,611	0,006	-0,615
$r_k, м$	5,761	5,675	5,589	5,503	5,417	5,331	5,245	5,159	5,073	4,987	4,901	4,813
r_k/r_a	1,176	1,158	1,141	1,123	1,105	1,088	1,070	1,053	1,035	1,018	1,000	0,982
$\ln(r_k/r_a)$	0,162	0,147	0,132	0,116	0,100	0,084	0,068	0,051	0,035	0,018	0,000	-0,018
r_i/r_a	2,236	2,112	1,989	1,865	1,742	1,619	1,495	1,372	1,248	1,125	1,001	0,874
$r_k \cdot ctgy$	21,50	21,18	20,86	20,54	20,22	19,89	19,57	19,25	18,93	18,61	18,29	17,96
$(8) \cdot (6)$	3,479	3,108	2,743	2,382	2,027	1,676	1,331	0,991	0,656	0,327	0,003	-0,323
m_i	3,21	2,89	2,57	2,25	1,93	1,61	1,29	0,97	0,64	0,32	0,00	-0,33
J_i	4,39	3,89	3,41	2,94	2,49	2,06	1,66	1,27	0,92	0,59	0,30	0,04
φ_i	225,0	199,5	174,7	150,8	127,8	105,8	84,9	65,3	47,0	30,3	15,3	2,1

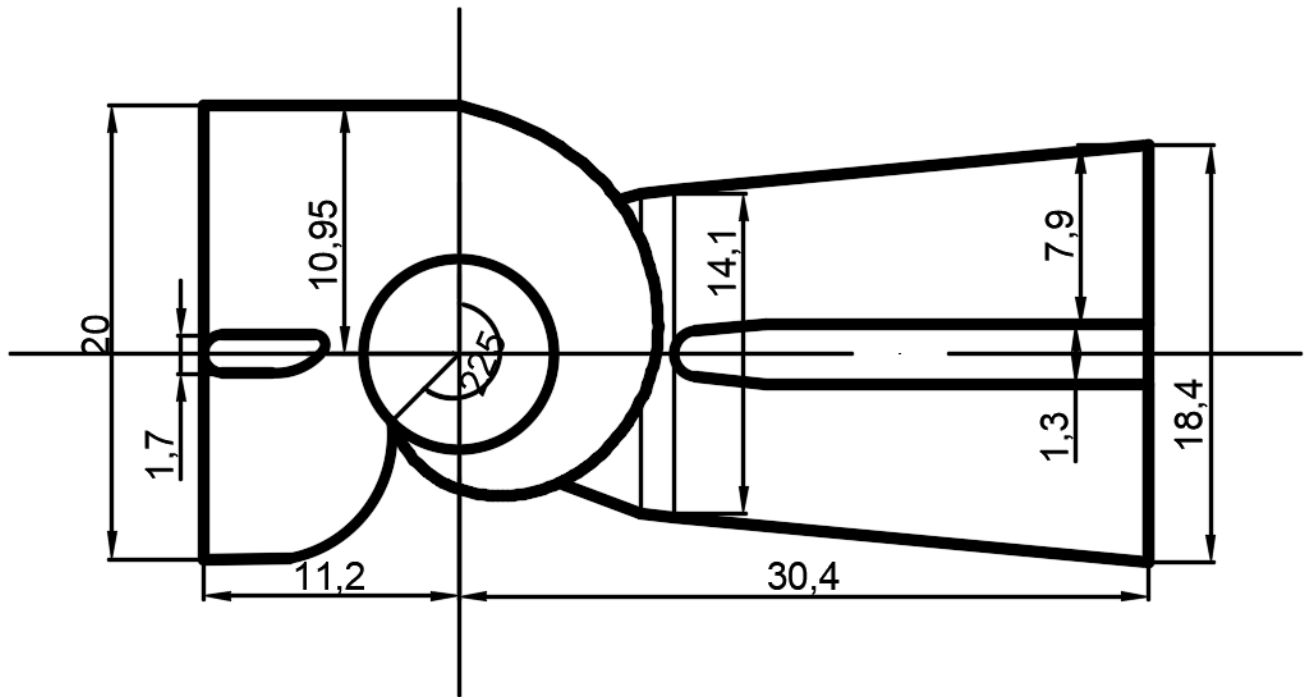


Рисунок В.6 – Схема спиральной камеры Алтайской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Электрическая часть ГЭС

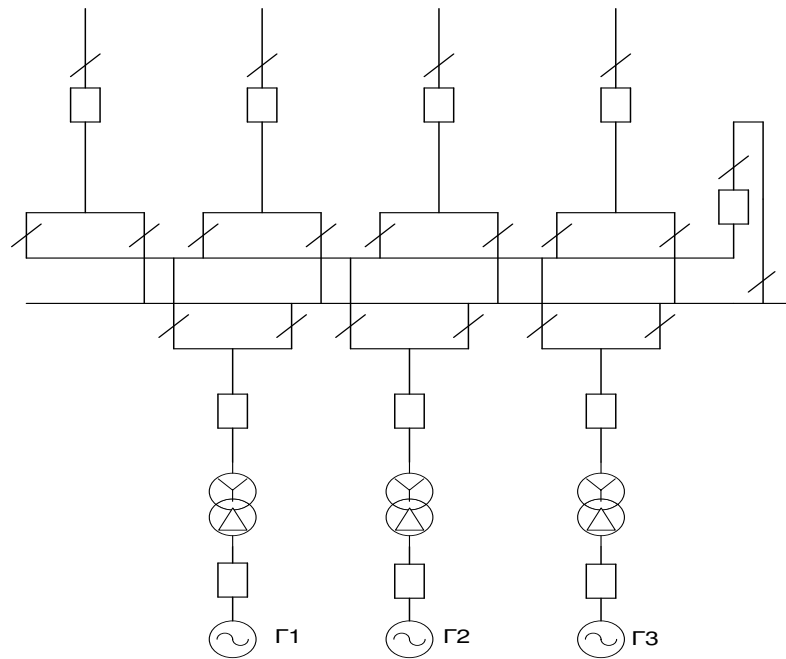


Рисунок Г.1 – Схема «две системы сборных шин» для структурной схемы с тремя одиночными блоками.

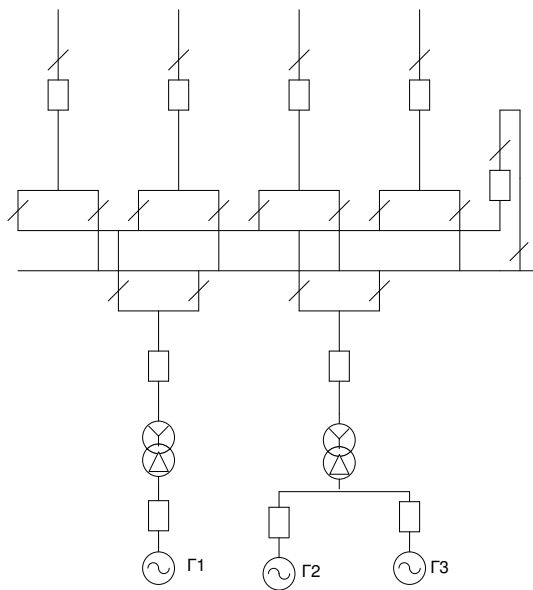


Рисунок Г.2 – Схема «две системы сборных шин» для структурной схемы с одиночным и объединённым блоками.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Релейная защита и автоматика

Таблица Д.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,74 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,2	-
			Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0,5 \cdot I_H$	2,46 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,38 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,1	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$	0,89 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,21 \cdot I_H$	1,03А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,26 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,41 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,429 \cdot I_H$	7,03 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	1,25	0,173 Ом
		2 ступень	Z_{II}	4,06	0,56 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{p СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,74 А
		ПО	$I_{p ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,93 А
		Отсечка	$I_{p ПУСК.}$	$2,143 \cdot I_{НОМ.Р}$	13,5 А

Продолжение приложения Д

Таблица Д.2 – Матрица отключений защит

Наименование		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. защита продольная	ΔG	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1						+	
		t_3	+	+	+				
	U_0	t	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень	t_1	+	+				
		2 ступень	t_2	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС I	t_1				+		
			t_2					+	
		t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1				+		
			t_2					+	
		t_3	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+	
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1					+	
			t_2						+
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Компоновка и сооружения гидроузла

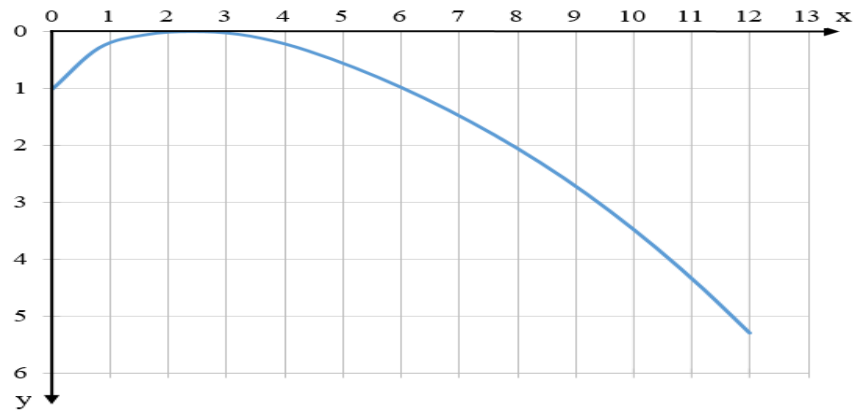


Рисунок Е.1 – Оголовок водосливной плотины

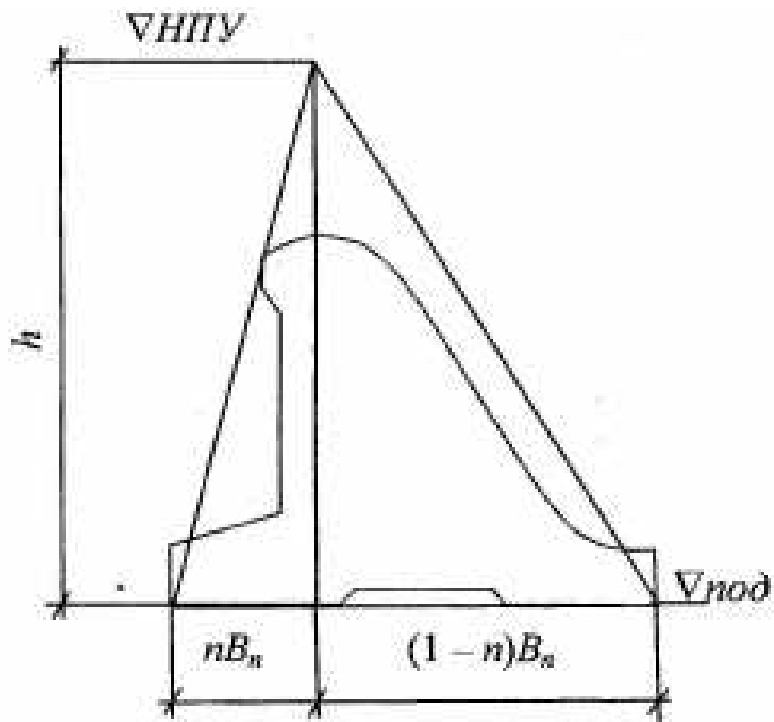


Рисунок Е.2 – Схема треугольного профиля плотины

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Оценка экономических показателей

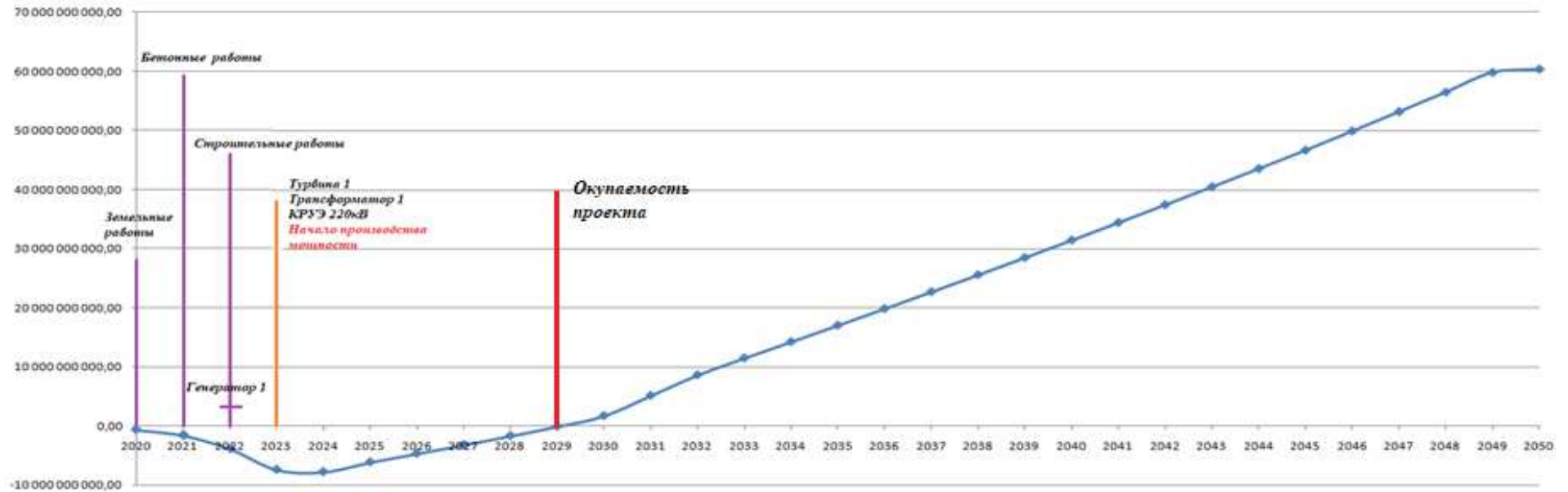


Рисунок Ж.1 – Изменение денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

Проектирование Алтайской ГЭС на реке Катунь

$N_{уст} = 298 \text{ МВт}$
 $\bar{Э} = 1,7 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$

Суточный график нагрузки для зимнего периода

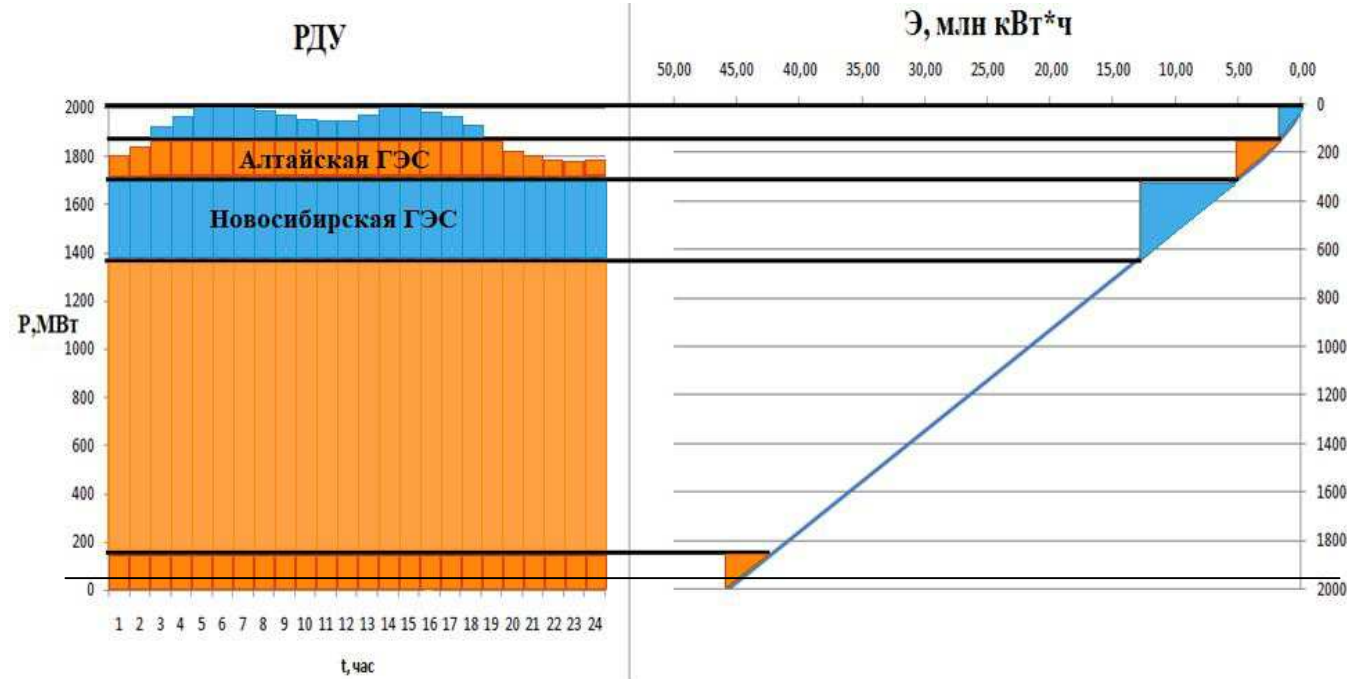
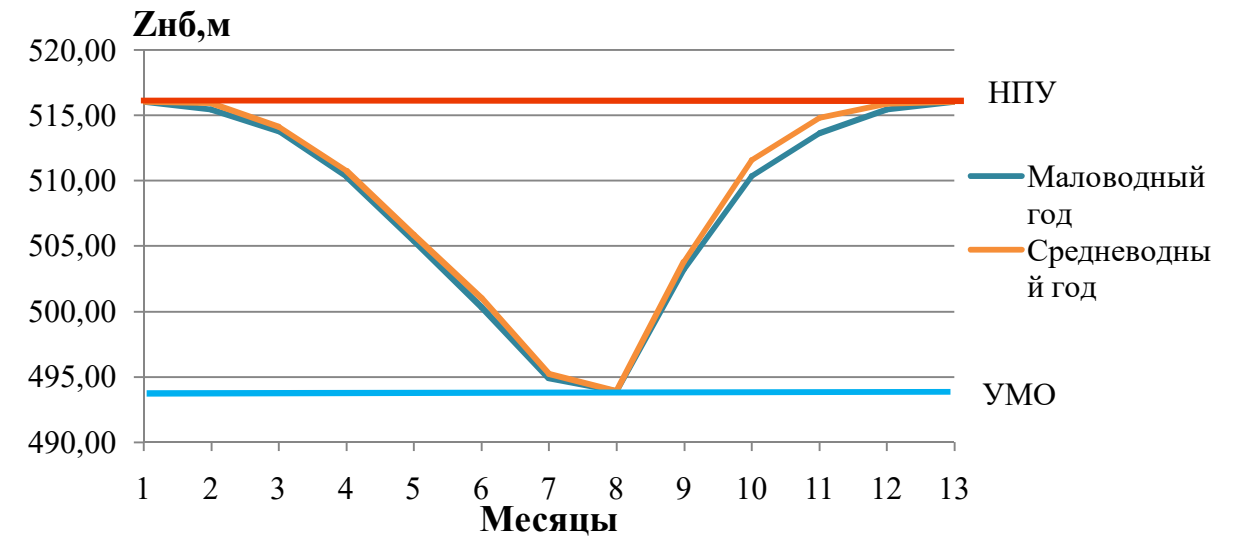
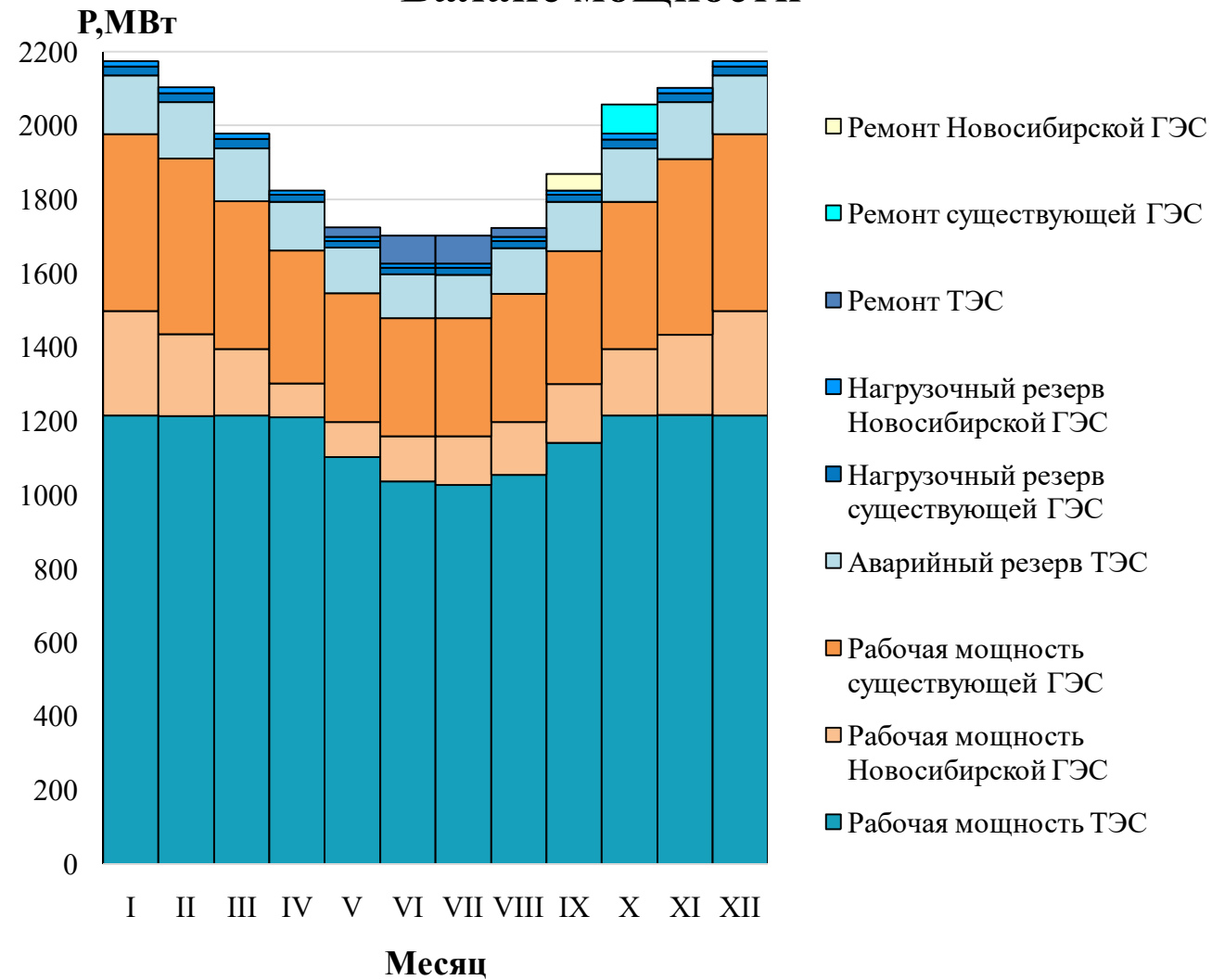


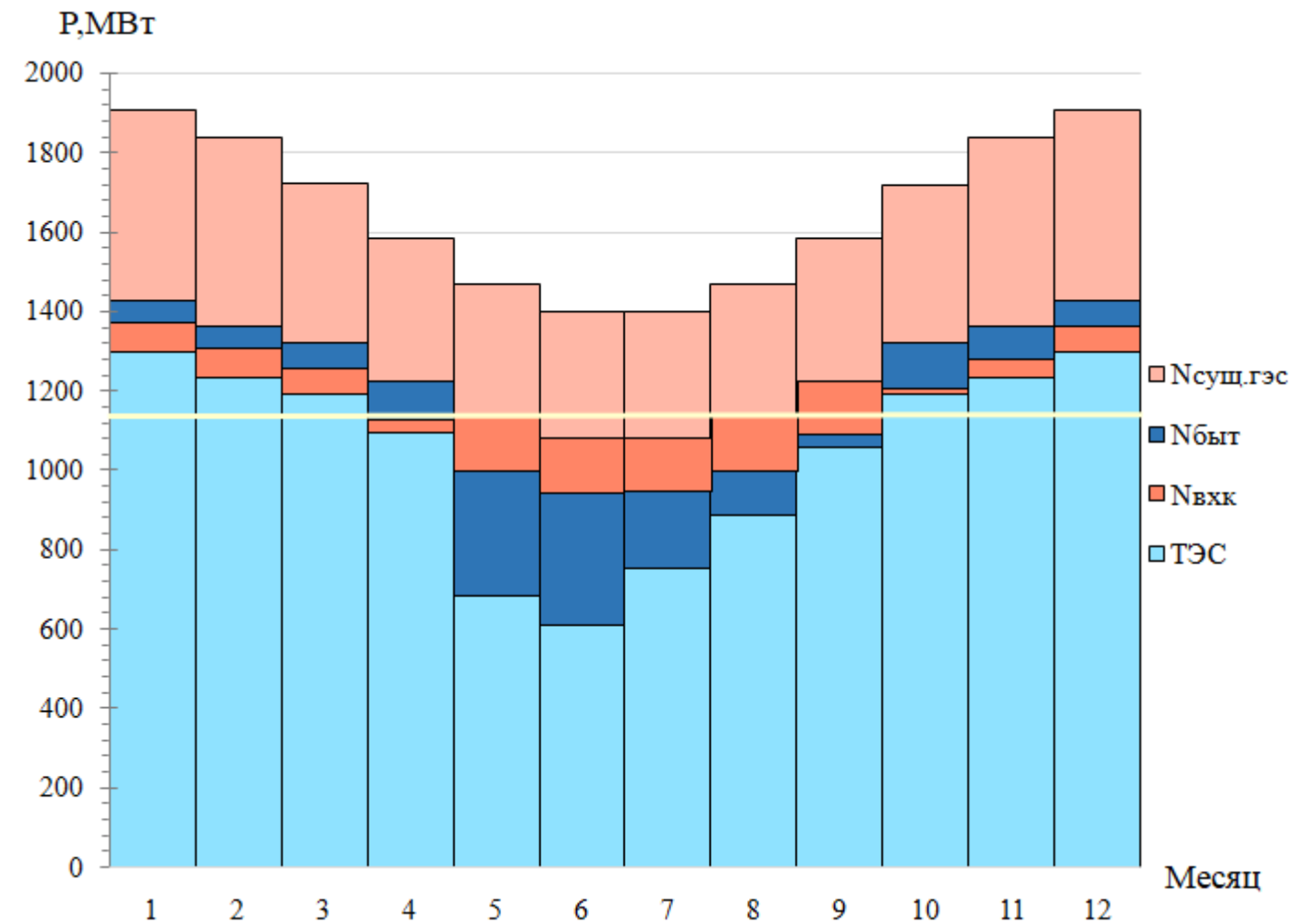
График сработки и наполнения водохранилища



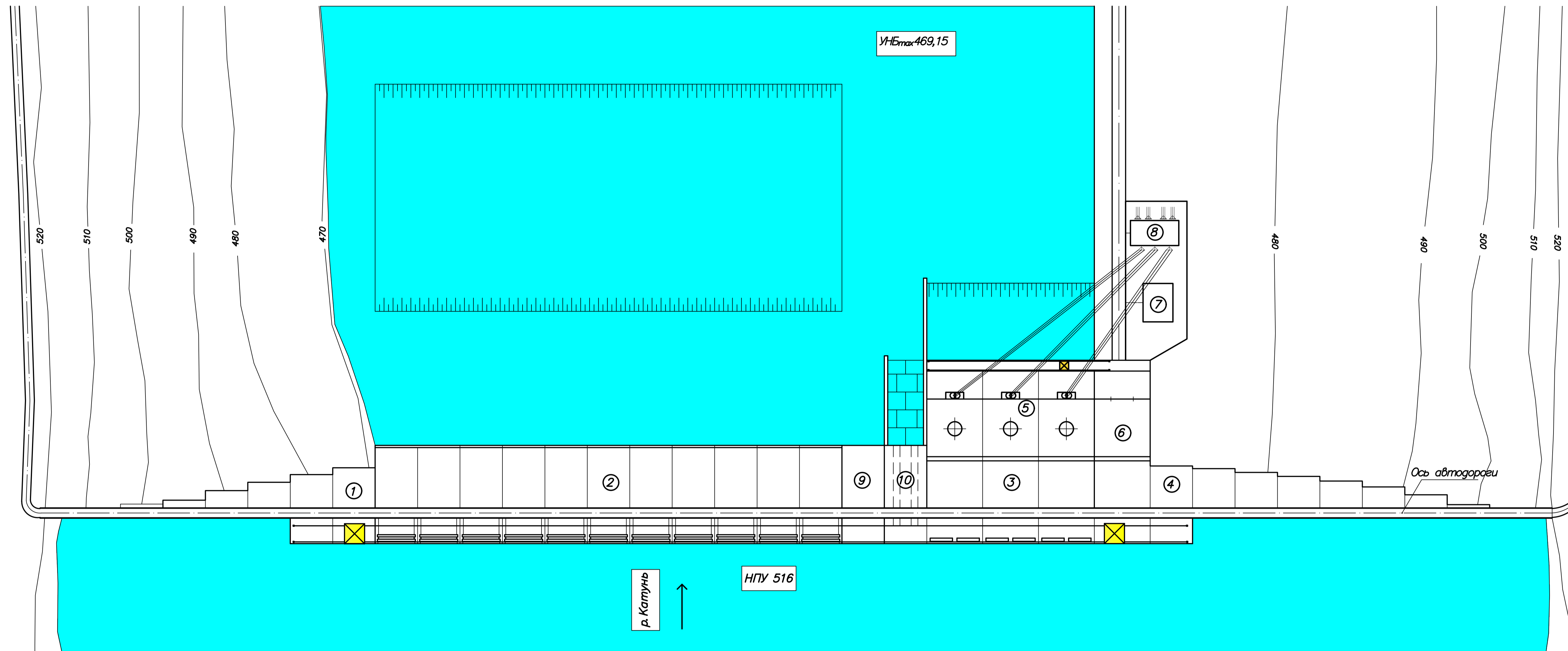
Баланс мощности



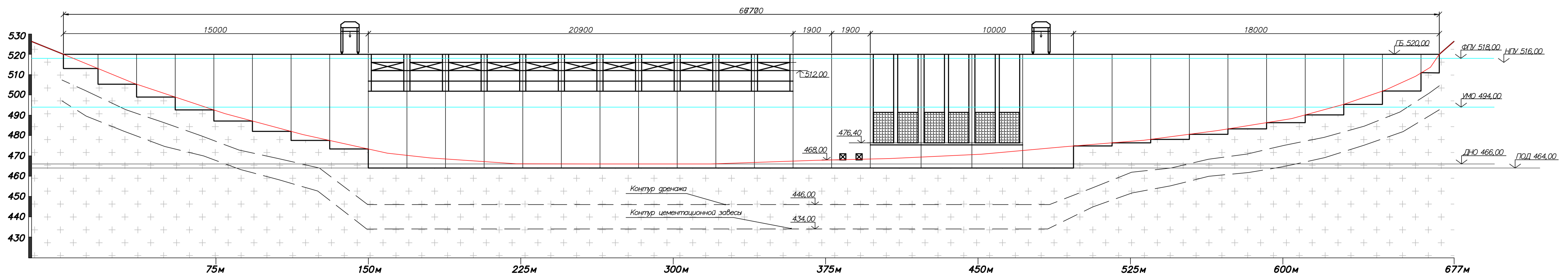
Баланс Энергии



Генеральный план
1:1000



Вид со стороны верхнего бьефа
1:1000



Условные обозначения

- трансформатор
- затвор
- вода
- гранит

Экспликация зданий и сооружений

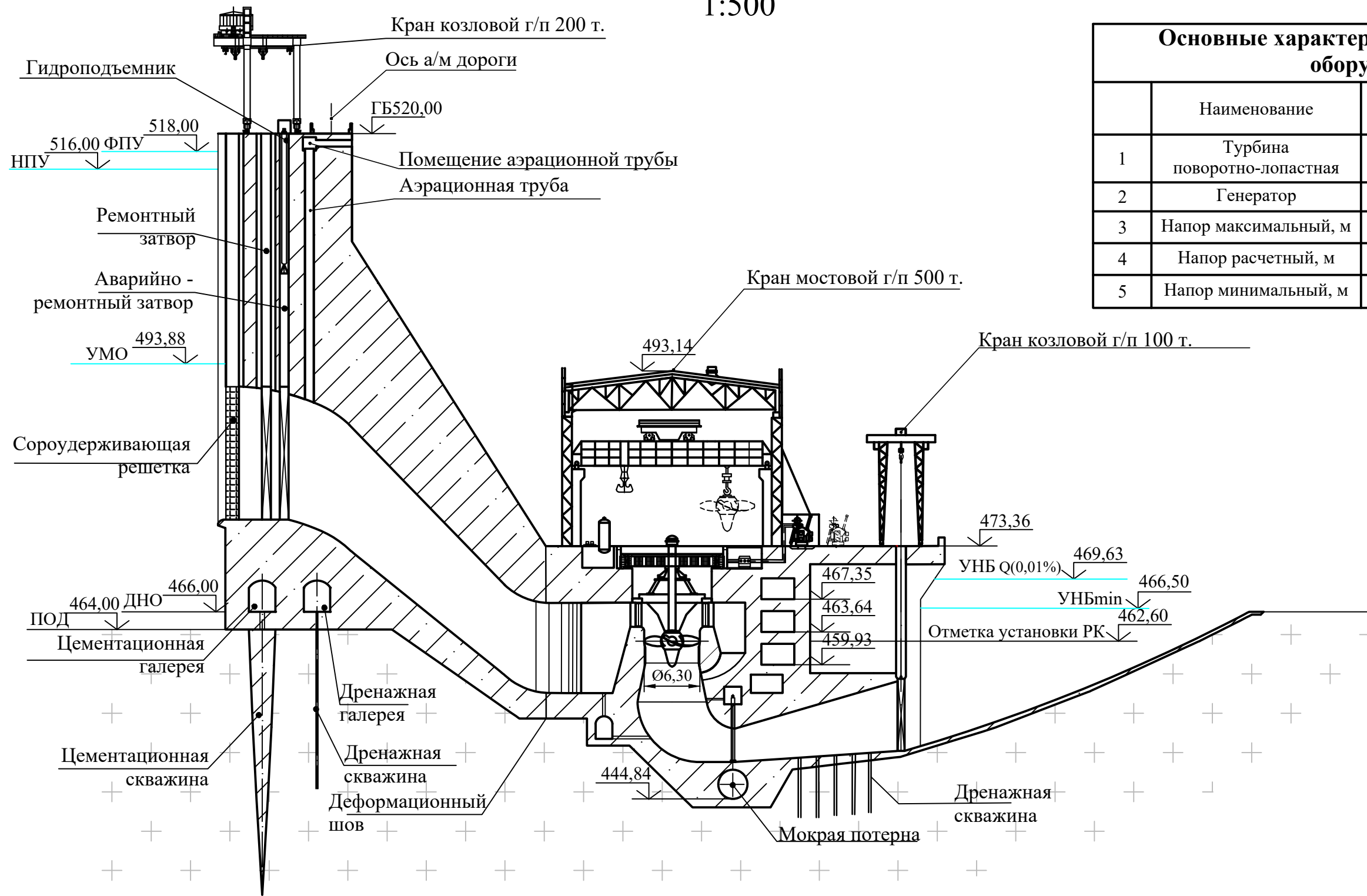
- ① - глухая левобережная бетонная плотина
- ② - бетонная водосливная плотина
- ③ - станционная бетонная плотина
- ④ - глухая правобережная бетонная плотина
- ⑤ - здание ГЭС
- ⑥ - монтажная площадка
- ⑦ - административное здание
- ⑧ - КРУЭ 220 кВ
- ⑨ - глухая центральная бетонная плотина
- ⑩ - аварийные водосбросные отверстия

Ведомость проекта представлена на листе 3

				ВКР-13.03.02-1618950-ГП		
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Катунь	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Алтайской ГЭС на р. Катунь
Разраб.	Арсентьев					Страница
Провер.	Затеев					Лист
Т.контр.	Щербаев					Листов
Н.контр.						1
Итв.						7
				Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация здания и сооружений.		Кафедра ГГЭС, 2020 г.

Поперечный разрез здания ГЭС

1:500



№	Наименование	Тип, параметр	Количество, шт
1	Турбина поворотной-лопастная	ПЛ150-В-630	3
2	Генератор	СВ-1130/140-48ТС4	3
3	Напор максимальный, м	49,5	
4	Напор расчетный, м	39,9	
5	Напор минимальный, м	26,0	

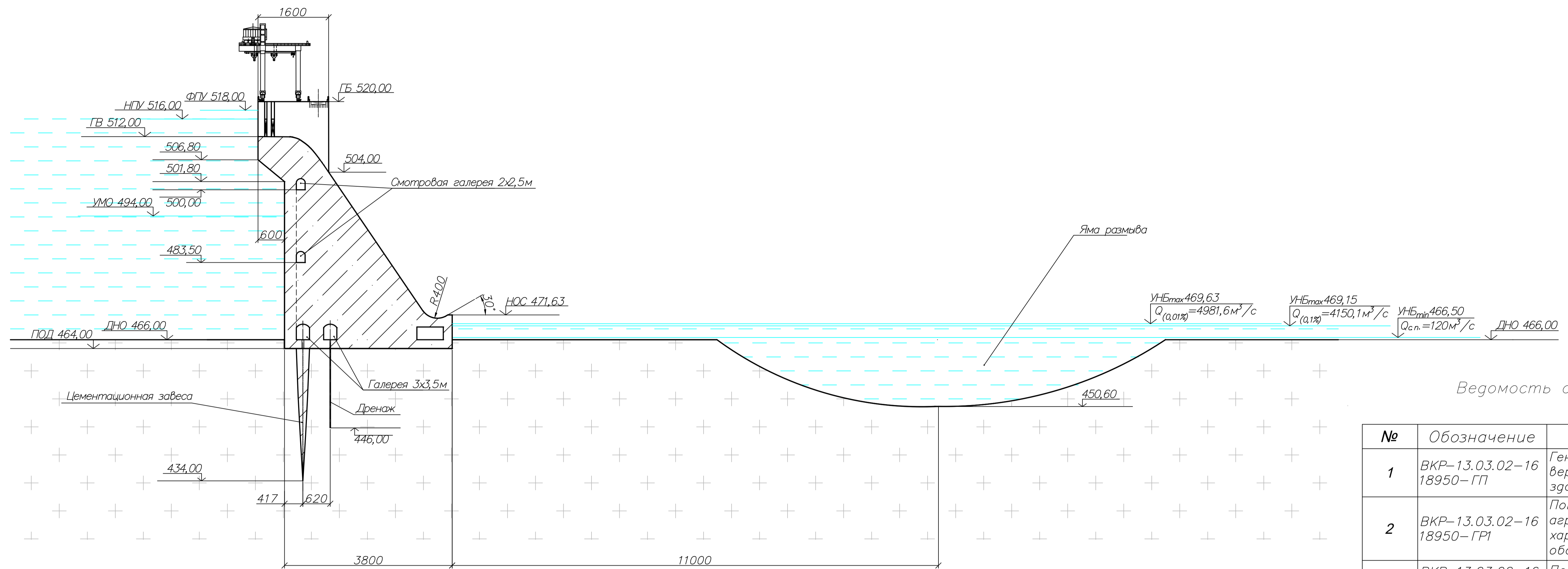
Размеры и отметки на чертеже даны в м.

ВКР - 13.03.02 - 1618950-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.вч.	Лист № док.	Подпись	Дата	
Разраб.		Арсентьева			Проектирование Алтайсой ГЭС на р. Катунь
Провер.		Масленникова			
Т.контр.		Широков			
Н.контр.					
Поперечный разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидросилового оборудования				Стадия	Лист
					2
				Листов	7
				Кафедра ГГЭЭС, 2020 г	

Согласовано

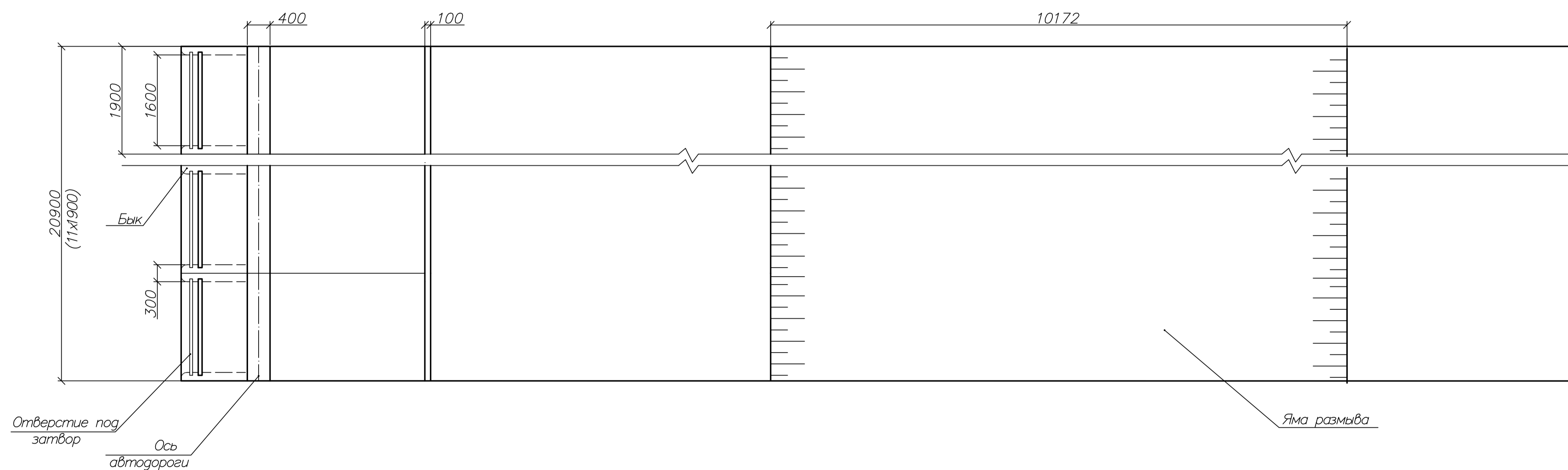
Инд. № подл. Подпись и дата Взам. инв. №

Поперечный разрез водосливной плотины Алтайской ГЭС
 Масштаб: 1:500


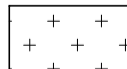


Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-16 18950-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений.
2	ВКР-13.03.02-16 18950-ГР1	Поперечный разрез по оси агрегата. Основные характеристики гидросилового оборудования
3	ВКР-13.03.02-16 18950-ГР2	Поперечный разрез водосливной плотины. Ведомость проекта.
4	ВКР-13.03.02-16 18950-ГР3	Сбор нагрузок на водосливную плотину. Эпюры напряжений в сечении на отметке 464,00 м.
5	ВКР-13.03.02-16 18950-ЭС1	Главная схема электрических соединений Алтайской ГЭС
6	ВКР-13.03.02-16 18950-Р3	Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН
7	ВКР-13.03.02-16 18950-ЭС2	Структурная схема АСУ ТП Алтайской ГЭС



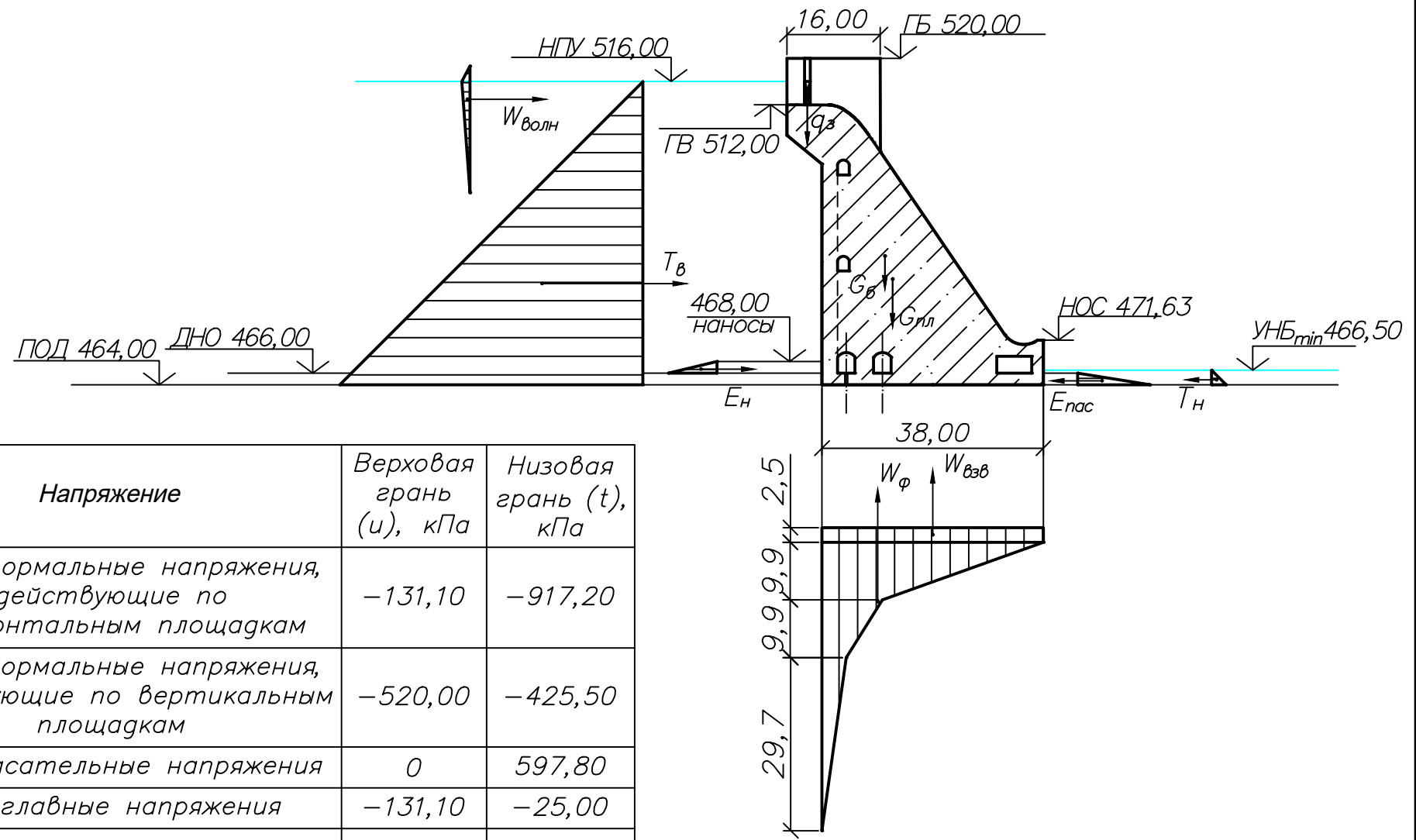
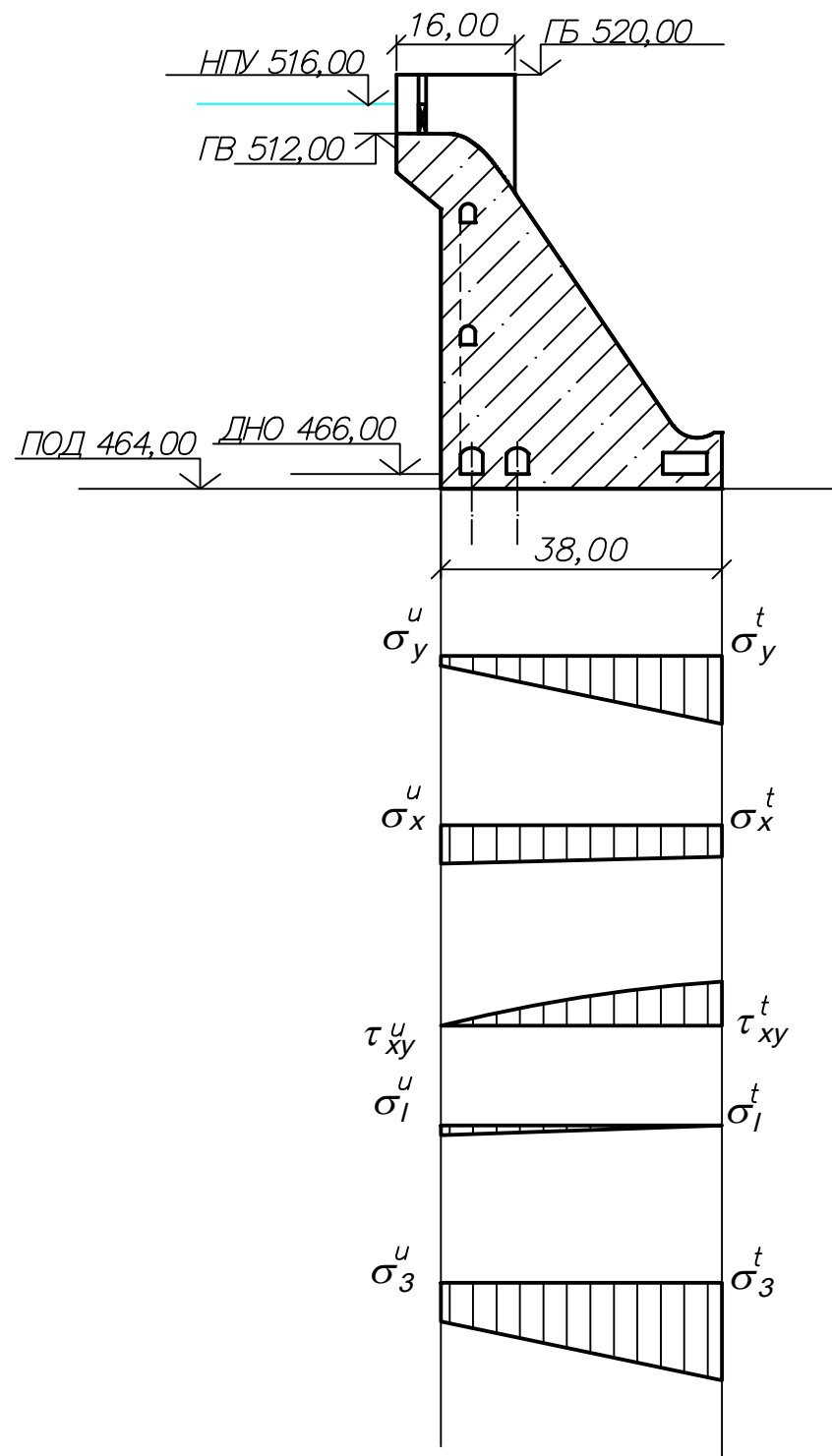
Условные обозначения

-  - вода
-  - гранит

ВКР-13.03.02-1618950-ГР2			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.
Разраб.	Арсентьева	Ползуев	Дата
Провер.	Затеев		
Т.контр.	Ширяев		
Н.контр.			
Итв.			
Проектирование Алтайской ГЭС на р. Катунь			Страница Лист Листов
Поперечный разрез водосливной плотины. Ведомость проекта.			3
Кафедра ГГЭС,			2020 г

Эпюры напряжений в сечении на отметке 464,00 м

Сбор нагрузок на водосливную плотину



Напряжение	Верховая грань (u), кПа	Низовая грань (t), кПа
σ_y – нормальные напряжения, действующие по горизонтальным площадкам	-131,10	-917,20
σ_x – нормальные напряжения, действующие по вертикальным площадкам	-520,00	-425,50
τ_{xy} – касательные напряжения	0	597,80
σ_1 – главные напряжения	-131,10	-25,00
σ_3 – главные напряжения	-520	-1318,00

Условные обозначения:
 $T_в$ – гидростатическое давление со стороны ВБ;
 $T_н$ – гидростатическое давление со стороны НБ;
 $W_{волн}$ – волновое давление;
 $W_{взв}$ – взвешивающее давление;
 $W_ф$ – фильтрационное давление;
 $E_н$ – давление наносов;
 $E_{нас}$ – давление грунта со стороны НБ;
 $G_н$ – вес плотины;
 $G_б$ – вес быка;
 $q_з$ – вес затвора.

Размеры и отметки на чертеже даны в м.
 Ординаты фильтрационного давления даны в м в.ст.

ВКР-13.03.02-1618950-ГРЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч.	Лист	№ фак.	Подпись	Дата
Разраб.	Арсентьева				
Провер.	Затеев				
Т.контр.	Широков				
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Алтайской ГЭС на р. Катунь				Стадия	Лист
Сбор нагрузок на водосливную плотину. Эпюры напряжений в сечении на отметке 464,00 м.				4	Листов
				Кафедра ГТЭЭС, 2020 г	

Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Алтайская ГЭС – Троицкая-1	ВЛ 220 кВ Алтайская ГЭС – Троицкая-2	ВЛ 220 кВ Алтайская ГЭС – Троицкая-3	ВЛ 220 кВ Алтайская ГЭС – Троицкая-4
Конструкция фаз линии	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32

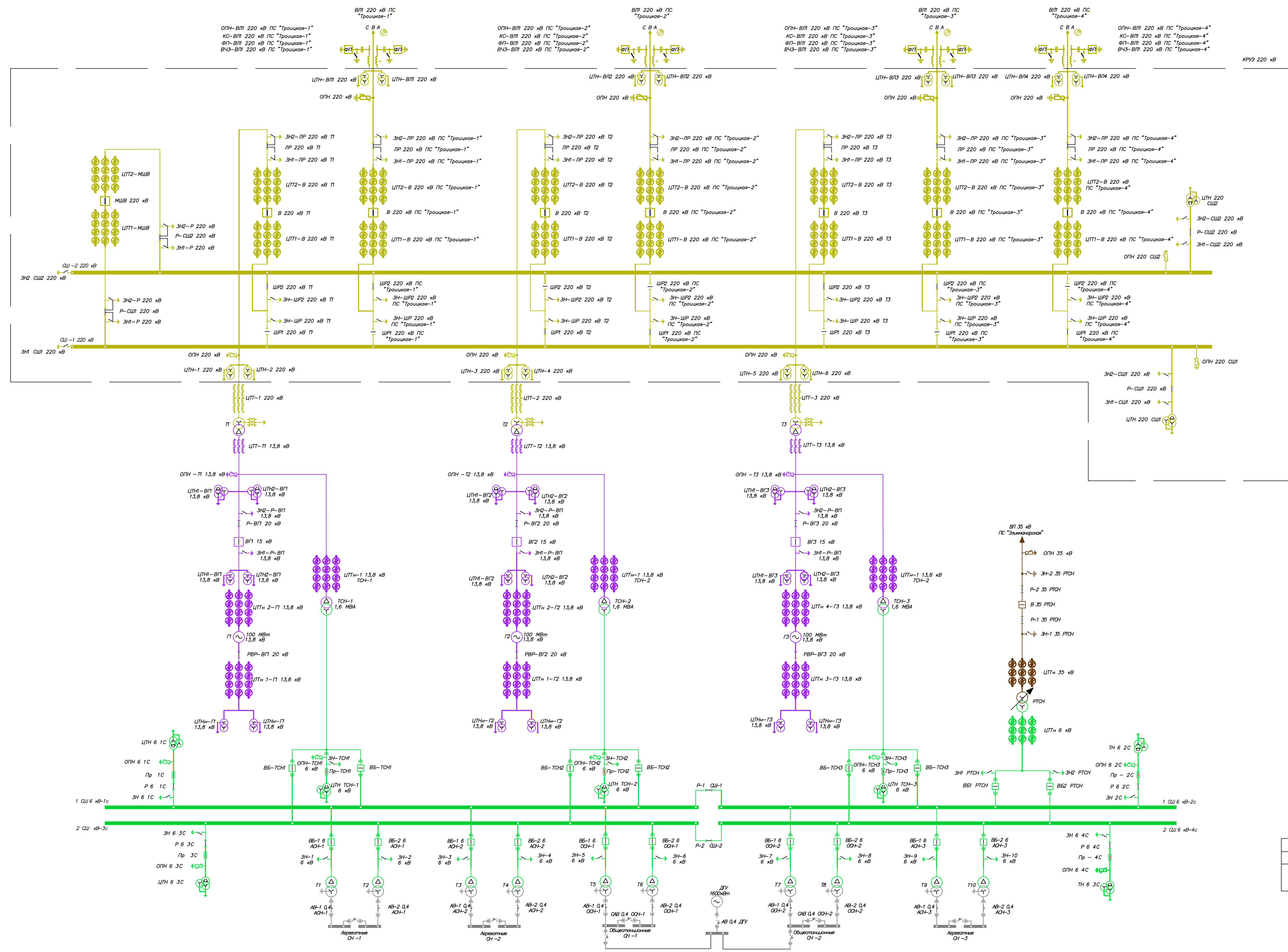
ОПН 220 кВ
Конденсатор связи 220/√3 кВ, 6400 пФ
Фильтр присоединения 77-1000 кГц
ВЧ заградитель 220/√3 кВ
Цифровой трансформатор напряжения встроенный 220кВ, 0,2/0,5/3Р
ОПН 220 кВ
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Разъединитель 220 кВ, 1250 А
Заземлитель 220 кВ, 50 кА

Цифровой трансформатор тока встроенный 50 кА, 0,25/0,5/10Р
Выключатель элегазовый 220 кВ
Межштинный выключатель 220 кВ
Цифровой трансформатор напряжения встроенный 220кВ, 0,2/0,5/3Р
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Разъединитель 220 кВ, 1250 А
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
ОПН 220 кВ
Сборные шины 220 кВ, 4000 А
Разъединитель 220 кВ, 1250 А
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Разъединитель 220 кВ, 1250 А
ОПН 220 кВ
Цифровой трансформатор напряжения встроенный 220кВ, 0,2/0,5/3Р

Трансформатор тока встроенный 220кВ, 300 А, 0,2
Трансформатор трехфазный П1 - Т2 ТДН-125000 125 МВА
$U_{ном} = 242 \pm 2,5 \times 2,5 \% \text{ кВ}$
$U_k \text{ вк. нк} = 11\%$
Трансформатор тока 13,8 кВ
ОПН 13,8 кВ
Цифровой трансформатор напряжения 13,8 кВ
Заземлитель 13,8 кВ, 90 кА
Разъединитель РВР-20/8000
Выключатель ВГТ-15-50/6300
Цифровой трансформатор напряжения 13,8 кВ
Цифровой трансформатор тока 13,8 кВ

Гидрогенератор П-ГЗ СВ-1130/140-48ТС4
$U_{ном} = 13,8 \text{ кВ}$
Разъединитель 20 кВ, 8000А
Трансформатор собственных нужд ТС3-1600/13,8
Цифровой трансформатор тока 13,8 кВ
Цифровой трансформатор напряжения 13,8 кВ
ОПН 13,8 кВ
Плазменный предохранитель
Заземлитель 6 кВ, 31,5 кА
Разъединитель 6 кВ, 16000 А
Заземлитель 6 кВ, 31,5 кА
Выкатной выключатель 6 кВ, $I_{ном} = 20000 \text{ А}$, $I_{откл} = 40000 \text{ А}$
Заземлитель 6кВ, 31,5 кА
Разъединитель 6 кВ, 16000 А
Выкатной выключатель 6 кВ, $I_{ном} = 20000 \text{ А}$, $I_{откл} = 40000 \text{ А}$

Плазменный предохранитель
Заземлитель 6 кВ, 31,5 кА
ОПН 6 кВ
Цифровой трансформатор напряжения 6 кВ
Трансформатор собственных нужд П-П10
Автоматический выключатель 0,4 кВ, 1600 А
Секционный автоматический выключатель 0,4 кВ, 1600 А
Сборные шины 0,4 кВ 1600 А
ДГУ 1600 кВт



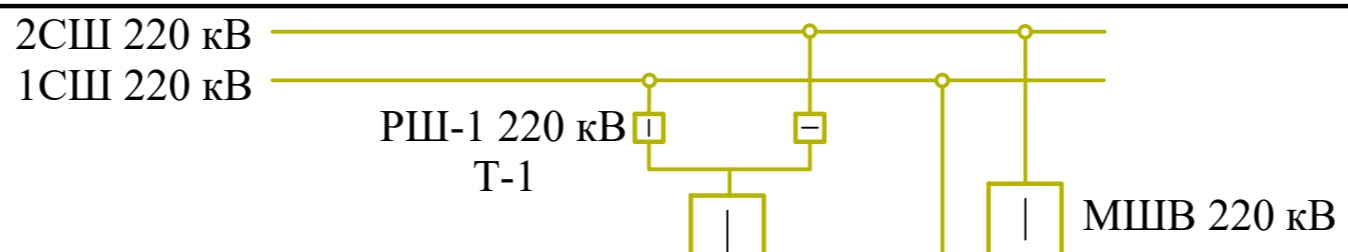
КРЭ 220 кВ

ОПН 35 кВ
Заземлитель 35 кВ, 90 кА
Разъединитель 35 кВ, 1000 А
Выключатель 35 кВ, 1600 А, 25 кА
Разъединитель 35 кВ, 1000 А
Заземлитель 35 кВ, 90 кА
Цифровой трансформатор тока 35 кВ
Резервный трансформатор собственных нужд ТМ-6300/35/0,4
Цифровой трансформатор тока 6 кВ, $I_{ном} = 20000 \text{ А}$, $I_{откл} = 40000 \text{ А}$
Заземлитель 6 кВ, 31,5 кА
Выкатной выключатель 6 кВ, $I_{ном} = 20000 \text{ А}$, $I_{откл} = 40000 \text{ А}$
Сборная шина 6 кВ

Точка КЗ	(3), кА	(1), кА
Шина 220 кВ	10,38	15,54
Главные выводы генератора 13,8 кВ	37,29	-

Ведомость состава проекта смотреть на ВКР-13.03.02-1618950 ГР2

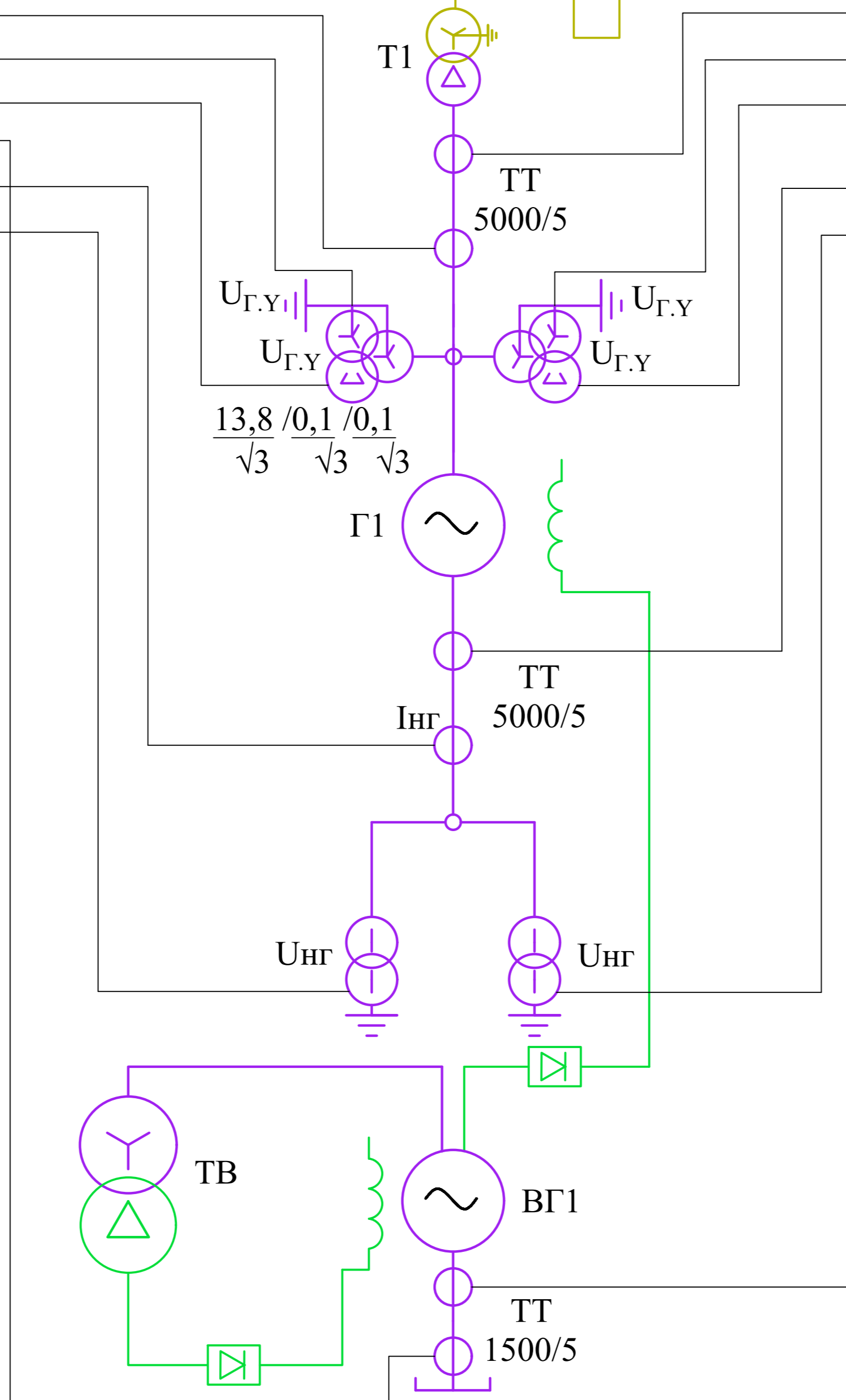
ВКР-13.03.02-1618950-ЭС1			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм. Колуч	Лист № 5	Подпись	Дата
Разраб	Арсентьева		
Провра	Андреев	Проектирование Алтайской ГЭС	Страница 5
Инж.пр.	Широков	на р. Катунь	Листов 7
Н.контр.		Главная схема электрических соединений Алтайской ГЭС	Кафедра ГТЭС, 2020г
Утв.			



ЭКРА (Система А)		
ΔG	I _Г	Υ
Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИН	U _{Г.Υ}	Υ
КИН, Un(U ₀)	U _{Г.Δ}	Δ
I _p >	I _{нг ВГ}	Υ
ΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<	I _{нг}	Υ
Un(U ₀)	U _{Г.N}	-

ЭКРА (Система Б)		
Υ	I _Г	ΔG
Υ	U _{Г.Υ}	Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИН
Δ	U _{Г.Δ}	КИН, Un(U ₀)
Υ	I _{нг ВГ}	I _p >
Υ	I _{нг}	ΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<
-	U _{Г.N}	Un(U ₀)

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	ΔG	Ток срабатывания, I _{ср.0}	0,15·I _н	0,74 А
		Коэффициент торможения, K _T	0,2	-
		Уставка начального торможения, I _{нг}	0,5·I _н	2,46 А
		Тормозной ток, В	1,5·I _н	7,38 А
ЗЗГ	U ₀	t ₁	-	6 В
		t ₃	-	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _T	1,1	-
ЗПН	U>	2 ст.	U _{ср2}	1,4·U _н 140 В
		1 ст.	U _{ср1}	1,2·U _н 120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2сигн}	0,07·I _н 0,34 А
		ПО	I _{2пуск}	0,18·I _н 0,89 А
		ОТС I	I _{2с.з.}	0,21·I _н 1,03 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{1сигн}	1,07·I _н 5,26 А
		ПО	I _{1пуск}	1,1·I _н 5,41 А
		ОТС	I _{1отс}	1,429·I _н 7,03 А
ДЗ	Z<	1 ст.	Z _I	1,25 0,173 Ом
		2 ст.	Z _{II}	4,06 0,56 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p сигн.}	1,07·I _{ном.р.} 6,74 А
		ПО	I _{p пуск.}	1,1·I _{ном.р.} 6,93 А
		Отсечка	I _{p пуск.}	2,143·I _{ном.р.} 13,5 А



Г1 Гидрогенератор СВ-1130/140-48ТС4
100 МВт; 13,8 кВ; cosφ=0,85; I_н=4920 А

Защиты	Наименование	Обозначение	Действие							
			Отключение ВГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПДЖТ ГТ	Отключение СВ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Диф. защита продольная	ΔG		+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁							+	
		t ₃	+	+	+					
ЗПН	U>	1 степень	+	+						
		2 степень	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО							+	
		ИО	+	+						
		ОТС I	t ₁				+			
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	ОТС	t ₁				+		+	
			t ₂							
			t ₃	+	+					
ДЗ	Z<	1 степень	t ₁						+	
			t ₂	+	+	+				
		2 степень	t ₁					+		+
			t ₂	+	+					
		Отсечка	t ₃	+	+					
			Отсечка	+	+					

ВКР-13.03.02-1618950-РЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. изм.	Лист	№ дж.	Подпись	Дата
Разраб.	Арсентьева				
Провер.	Широков				
Т.контр.					
И.контр.					
Этб.					
Проектирование Алтайской ГЭС на р. Катунь				Страна	Лист
Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН				6	7
				Кафедра ГГЭЭС, 2020 г	

Согласовано
 Инв. № подл.
 Подпись и дата
 Взам. инв. №

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись

« 2 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ АЛТАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КАТУНЬ.
ЦИФРОВЫЕ СТАНЦИИ**

Руководитель

 02.07.20
подпись, дата

Инженер по релейной
защите и автоматике,

СРЗАиМ

Филиал ПАО «РусГидро» -
«Саяно-Шушенская ГЭС
имени П.С.Непорожного»

А.В.Широков
инициалы, фамилия

Выпускник

 02.07.20
подпись, дата


должность

Е.С.Арсентьева
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Алтайской ГЭС на реке Катунь. Цифровые станции».

Консультанты по
разделам:

Водно - энергетические расчёты


подпись, дата

Е.Ю.Затеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование


подпись, дата

А.В.Масленникова
инициалы, фамилия

Электрическая часть


подпись, дата

А.А.Ачитаев
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика


подпись, дата


А.В.Широков
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла


подпись, дата

В.Б.Затеев
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда


подпись, дата

В.И.Татарников
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды


подпись, дата


В.А.Кадычегов
инициалы, фамилия

Технико - экономическое
обоснование


подпись, дата

В.В.Лапасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр


подпись, дата

А.А.Чабанова
инициалы, фамилия