

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ М.В.Кочетков
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КУБАНСКОЙ ГЭС – 2 НА РЕКЕ КУБАНЬ.
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ГЭС – ОСОБЕННОСТИ СХЕМ
ИСПОЛНЕНИЯ, ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ**

Руководитель _____
подпись, дата

Начальник оперативной
службы Филиала ПАО
«РусГидро» - «Саяно-
Шушенская ГЭС имени
П.С.Непорожнего
должность

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

В.С. Пидрик
инициалы, фамилия

Саяногорск 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кубанской ГЭС – 2 на реке Кубань. Собственные нужды ГЭС – особенности схем исполнения, требования к надежности».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое
обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КУБАНСКОЙ ГЭС-2	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	8
1.1 Климат	8
1.2 Гидрологические данные.....	8
1.3 Инженерно-геологические условия	8
1.4 Сейсмические условия.....	8
1.5 Данные по энергосистеме.....	8
2 Водно-энергетические расчеты	9
2.1 Гидрологические данные.....	9
2.2 Ограничения ВХК и потери воды из водохранилища.....	10
2.3 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года.....	10
2.4 Построение суточных графиков нагрузки и интегральных кривых нагрузки.....	11
2.5 Построение годовых графиков нагрузки.	11
2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК.....	13
2.7 Баланс энергии.....	14
2.8 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодный год.....	15
2.9 Выбор рабочей мощности по интегральной кривой нагрузки	17
2.10 Расчет резервов.....	18
2.11 Построение баланса мощностей	18
2.12 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодный год	19
3 Основное и вспомогательное оборудование	21
3.1 Построение режимного поля.....	21
3.2 Выбор типа и количества гидроагрегатов.	22
3.3 Определение отметки заглубления рабочего колеса гидротурбины.	28
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.	30
3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры.....	31
3.6.Расчет вала на прочность. Расчет подшипника.	34
3.7 Выбор маслonaпорной установки и электрогидравлического регулятора .	36
4 Электрическая часть	37
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	37
4.2 Выбор главных повышающих трансформаторов	37
4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд	38
4.4 Выбор количества отходящих линий и марки проводов	38
4.5 Выбор схемы распределительного устройства	39
4.6 Техничко-экономический расчёт схемы с простыми блоками	40
4.7 Расчет токов короткого замыкания	41
4.7.1 Расчет исходных данных	41
4.7.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения «RastrWin» ...	43

4.7.3 Расчет аperiodической составляющей и ударного тока короткого замыкания.....	44
4.8 Выбор и поверка коммутационных аппаратов.....	46
4.8.1 Электротехническое оборудование.....	46
4.8.2 Расчёт по условиям рабочего и утяжеленного режимов.....	46
4.8.3 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения.....	47
4.8.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	48
4.9 Выбор параметров ОРУ.....	49
4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей.....	49
4.9.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	50
5 Релейная защита и автоматика.....	51
5.1 Технические данные оборудования.....	51
5.2 Расчет номинальных токов.....	51
5.3 Перечень защит основного оборудования.....	53
5.4 Описание и расчет уставок защит.....	54
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора ($I_{\Delta G}$).....	54
5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (Uo)).....	57
5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$).....	59
5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2).....	60
5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	63
5.4.6 Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	65
5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора.....	68
5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	69
5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит.....	70
6 Проектирование сооружений напорного фронта.....	72
6.1 Проектирование деривационного водоприемника.....	72
6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения.....	72
6.1.2 Определение отметки быка.....	72
6.1.3 Определение высоты волны.....	72
6.2 Конструирование водоприемника.....	73
6.2.1 Определение ширины подошвы водоприемника.....	73
6.2.2 Быки.....	73
6.2.3 Устои.....	74
6.3 Определение основных нагрузок на водоприемник.....	74
6.3.1 Вес сооружения.....	74
6.3.2 Сила гидростатического давления воды.....	75
6.3.3 Давление грунта.....	76
6.3.4 Волновое давление.....	76
6.4 Расчёт устойчивости водоприемника на сдвиг.....	77
6.5 Турбинный трубопровод.....	77
6.5.1 Расчет диаметра трубопровода.....	78

7 Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность, мероприятия по охране окружающей среды	79
7.1 Охрана труда и техника безопасности	79
7.2 Противопожарная безопасность	81
7.3 Охрана природы	84
7.3.1 Общие сведения о районе строительства	84
7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	85
7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	86
7.3.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	87
8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	89
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	89
8.2 Текущие расходы по гидроузлу	89
8.3 Налоговые расходы.....	92
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	93
8.5 Анализ денежных потоков с указанием укрупнённых этапов реализации проекта.....	94
8.6 Оценка инвестиционного проекта.....	94
8.6.1 Методология, исходные данные	94
8.6.2 Коммерческая эффективность	95
8.6.3 Бюджетная эффективность	96
9 Собственные нужды ГЭС, особенности схем исполнения, требования к надёжности энергоснабжения ответственных потребителей технологических систем	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	108
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ В Собственные нужды ГЭС – особенности схем исполнения, требования к надёжности	115

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Источник энергии – текущая вода, постоянно возобновляемая, в отличие от нефти, газа, твердого топлива и ядерного горючего. Лидером в развитии электроэнергетики на ближайшие десятилетия станет гидроэнергетика, как наиболее развитая, экологически безопасная и инвестиционная отрасль народного хозяйства.

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

Помимо всего прочего в рамках спецвопроса здесь будут рассмотрены собственные нужды ГЭС, как один из важнейших элементов станции.

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КУБАНСКОЙ ГЭС-2

1. Наименование реки: Кубань (БСК)
2. Местонахождение ГЭС: Карачаево-Черкесская республика
3. Тип проектируемой установки: деривационная ГЭС
4. Характерные расходы воды:
 - а) одной турбины 60 м³/с
 - б) всех турбин 180 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока: годовой
 - б) отметка: НПУ 591.00 м
УМО 589.00 м
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 120,8 м
 - б) расчетный 115,3 м
 - в) минимальный 111,3 м
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность
установленная 153 МВт
гарантированная 115 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 424,2 млн. кВт·ч
8. Водоприемник:
 - а) тип: напорный
 - б) число и диаметр трубопроводов 3х3,8м
 - в) общая длина трубопровода 1500 м
9. Здание ГЭС
 - а) тип здания: деривационная
 - б) число агрегатов: 3
 - в) грунты в основании: майкопские глины
 - г) тип спиральной камеры: металлическая круглого сечения
 - д) тип отсасывающей трубы: изогнутая
10. Основное оборудование:
 - а) тип турбин: РО170а-В
 - б) тип генератора: ВГС-525/150-20
 - в) номинальная активная мощность генератора: 46 МВт
 - г) частота вращения: 300 об/мин
 - д) тип трансформаторов ТДЦ-63000/110-У1
11. Техничко-экономические показатели
 - а) срок окупаемости 52 месяца
 - б) себестоимость 0,39 руб/ кВт·ч
 - в) удельные капиталовложения 85114,38 руб/ кВт·ч

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Большой Ставропольский канал — ирригационный канал, использующийся для водоснабжения центральной, северо-восточной и восточной частей Ставропольского края России.

1.1 Климат

Климат в районе строительства ГЭС умеренно тёплый. Годовые температуры колеблются от 1°С до 6°С, средние температуры января -4°С -6°С; зимы умеренные, снежные. Лето умеренно теплое (средние температуры июля 16-22°), годовая сумма осадков 700-1200 мм, максимум выпадает ранним летом.

1.2 Гидрологические данные

Большой Ставропольский канал использует воду таких рек как Кубань, Терек и Кума, которые протекают южнее и в основном собирают воду с северных склонов Кавказа. Гидрологический ряд за 50 лет наблюдений приведен в приложении А.1.

1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Кубанской ГЭС – 2 нет зон тектонического контакта.

Русло канала имеет глинистое основание (майкопские глины).

1.4 Сейсмические условия

Согласно нынешней схеме сейсмического районирования Северного Кавказа, разработанной Госстроем России в июле 1995 года, территория Карачаево-Черкесии, в том числе и её столицы Черкесска, отнесена к зоне повышенной сейсмичности в 8–9 баллов. Однако учёные заверяют, что вероятность семибалльного землетрясения в Черкесске мизерно мала — один раз в 10 тысяч лет.

1.5 Данные по энергосистеме

Энергосистема:

-Годовой максимум нагрузки МВт;

-Резервы: нагрузочный резерв системы 2%, аварийный резерв системы 8%;

-Коэффициент мощности $k_N = 8,66$.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Гидрологические данные

Координаты кривых связей нижнего и верхнего бьефа представлены в приложении А.2, А.3 и на рисунках 2.1 и 2.2 соответственно.

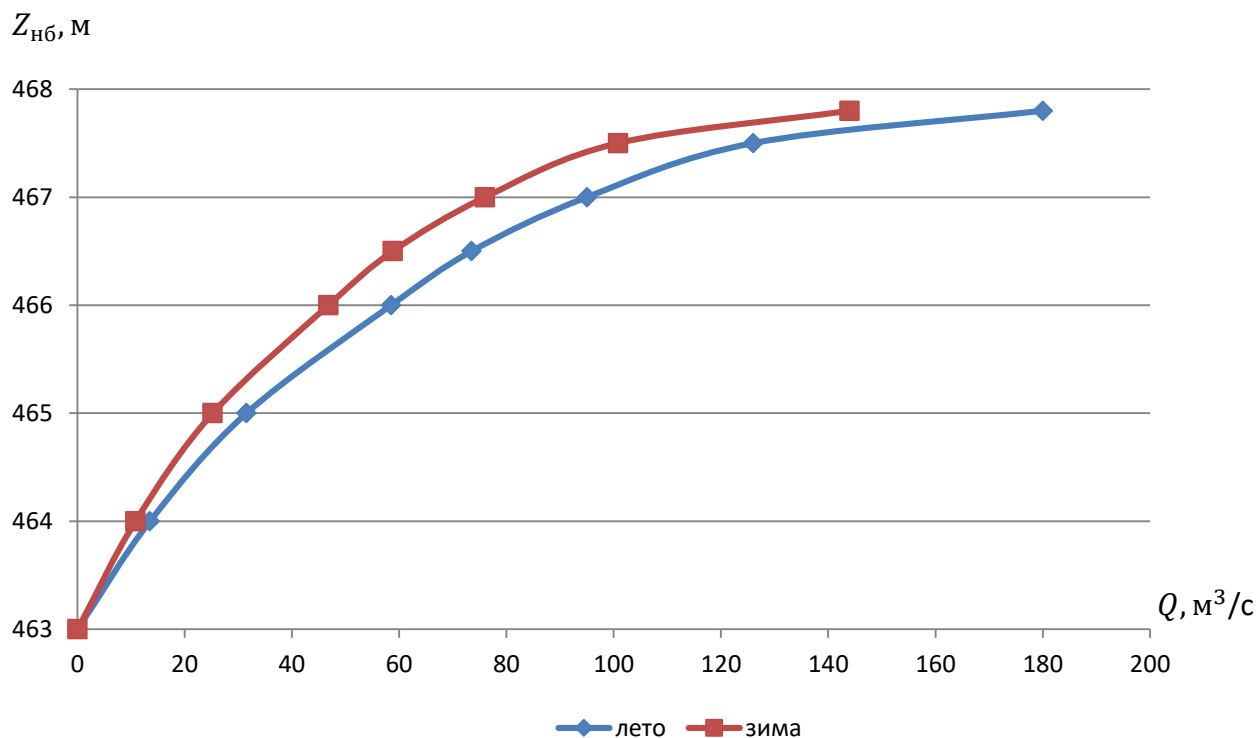


Рисунок 2.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

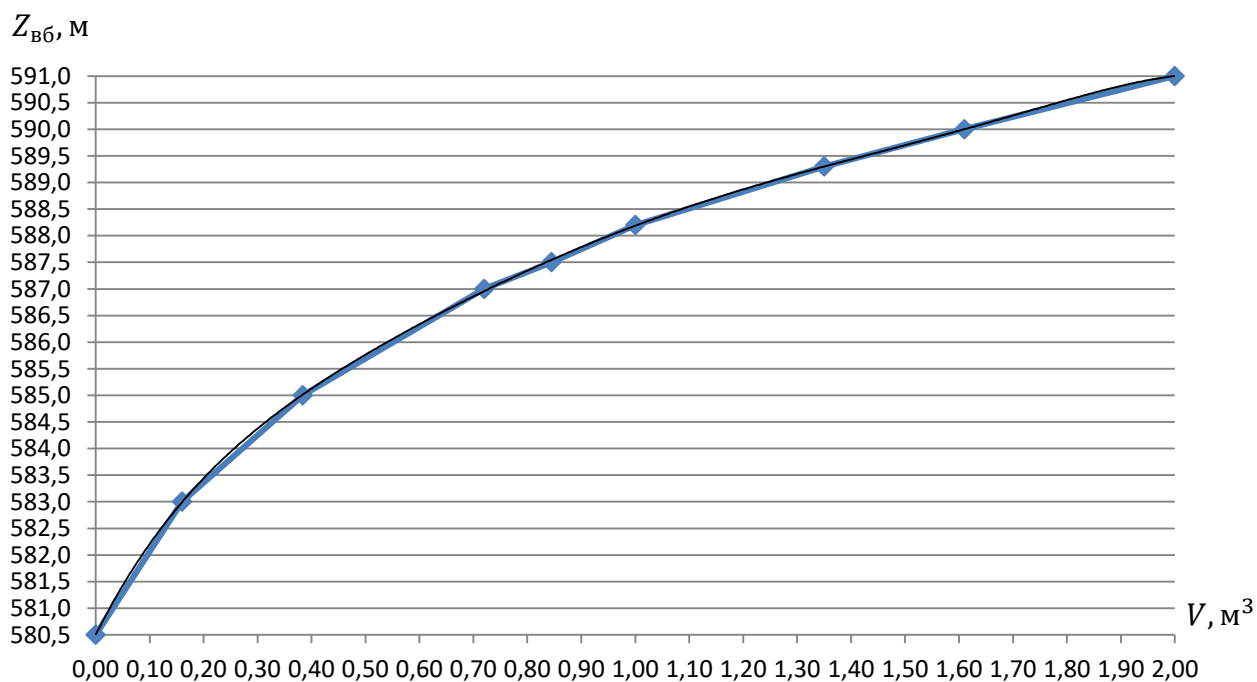


Рисунок 2.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

2.2 Ограничения ВХК и потери воды из водохранилища

Потери воды из водохранилища представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Потери воды из водохранилища

$Q, \text{м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Испарение	0,0	0,0	0,5	0,5	0,6	0,9	0,8	0,5	0,3	0,1	0,0	0,0
Льдообразование	1,2	1,8	1,8	-1,3	-1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	2,4
Фильтрация	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

2.3 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года

В качестве расчетного маловодного года принимаем 1962.

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1949

Построим гидрограф реки Кубань по данным расходов маловодных и средневодных лет. Данные для построения приведены в таблице 2.2. Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.3.

Таблица 2.2 – Данные для построения гидрографов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	31	44	46	51	63	89	79	48	33	26	15	34
$Q^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	34	49	50	71	83	101	78	56	34	28	31	39

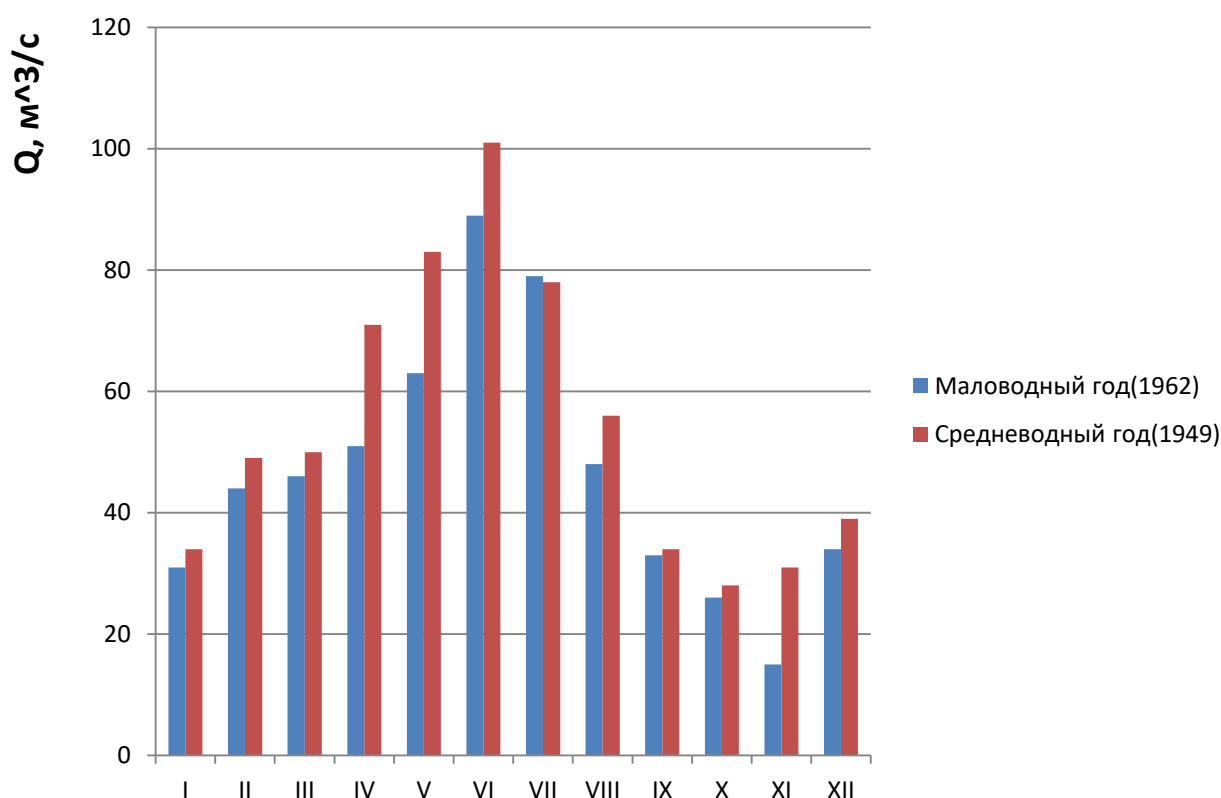


Рисунок 2.3 – Гидрографы маловодного и средневодного года.

2.4 Построение суточных графиков нагрузки и интегральных кривых нагрузки

Кубанская ГЭС-2 входит в состав Северокавказского РДУ (ОДУ Юга). На сегодняшний день ОДУ Юга имеет суммарную установленной мощностью электростанций 21,5 ГВт. Проектируем свою ГЭС на РДУ, так как суммарная установленная мощность Северокавказского РДУ составляет 5.3 ГВт. Для этого определим суточное потребление ОДУ Юга, а затем потребление электроэнергии Северокавказского РДУ.

Данные берем с сайта системного оператора ЕЭС (so-ups.ru) план генерации и потребления (час) для ОДУ Юга за 25.01.2017 и 21.06.2017.

Для расчета таблицы потребления РДУ необходимо рассчитать коэффициент перехода k :

$$k = \frac{O_{DU}}{P_{DU}} = \frac{90703 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч}}{18698 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч}} = 4,85. \quad (2.1)$$

Путем деления мощности ОДУ Юга на имеющийся коэффициент, получим мощности Северокавказского РДУ.

Для построения ИКН необходимо произвести некоторые действия с мощностями системы: ранжирование по убыванию, расчет приращения по мощности и выработке. Затем следует вычислить их координаты приращений. Данные приведены в приложении А.4

Используя данные таблицы (приложение А.4), построим интегральные кривые нагрузки по координатам.

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего периода, с учетом введенных в работу ГЭС, представлены в приложении А.5.

2.5 Построение годовых графиков нагрузки.

Для построения среднегодового графика максимальных нагрузок следует знать максимальную мощность летнего и зимнего сезона.

$$N_{\text{макс}}^{\text{зима}} = 3099 \text{ МВт}, N_{\text{макс}}^{\text{лето}} = 2402 \text{ МВт}; \quad (2.2)$$

Далее расчёт проводим по следующей формуле:

$$N_t = a + b \cdot \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (2.3)$$

$$a = \frac{N_{\text{макс}}^{\text{зима}} + N_{\text{макс}}^{\text{лето}}}{2}; \quad (2.4)$$

$$b = \frac{N_{\text{макс}}^{\text{зима}} - N_{\text{макс}}^{\text{лето}}}{2}; \quad (2.5)$$

Для нашего РДУ:

$$a = \frac{3099 + 2402}{2} = 2750,4;$$

$$b = \frac{3099-2402}{2} = 348,4.$$

Аналогично рассчитываем для средних мощностей:

$$N_{\text{ср}}^{\text{зима}} = 2725 \text{ МВт}; \quad (2.6)$$

$$N_{\text{ср}}^{\text{лето}} = 2039 \text{ МВт}; \quad (2.7)$$

$$a_{\text{ср}} = 2382,2 \quad (2.8)$$

$$b_{\text{ср}} = 342,9. \quad (2.9)$$

Далее по приведенной выше формуле вычисляем значения мощности для каждого месяца и заносим полученные значения в таблицу 2.3:

Таблица 2.3 – Расчет среднегодовых мощностей Северокавказского РДУ

№ месяца	N_{max} , МВт	$N_{\text{ср}}$, МВт
1	3087	2713
2	2997	2625
3	2841	2471
4	2661	2294
5	2504	2140
6	2414	2051
7	2414	2051
8	2504	2139
9	2659	2293
10	2840	2470
11	2996	2624
12	3087	2713

По полученным данным построим графики зависимости максимальных и среднемесячных нагрузок от конкретного месяца. Графики представлены на рисунке 2.4.

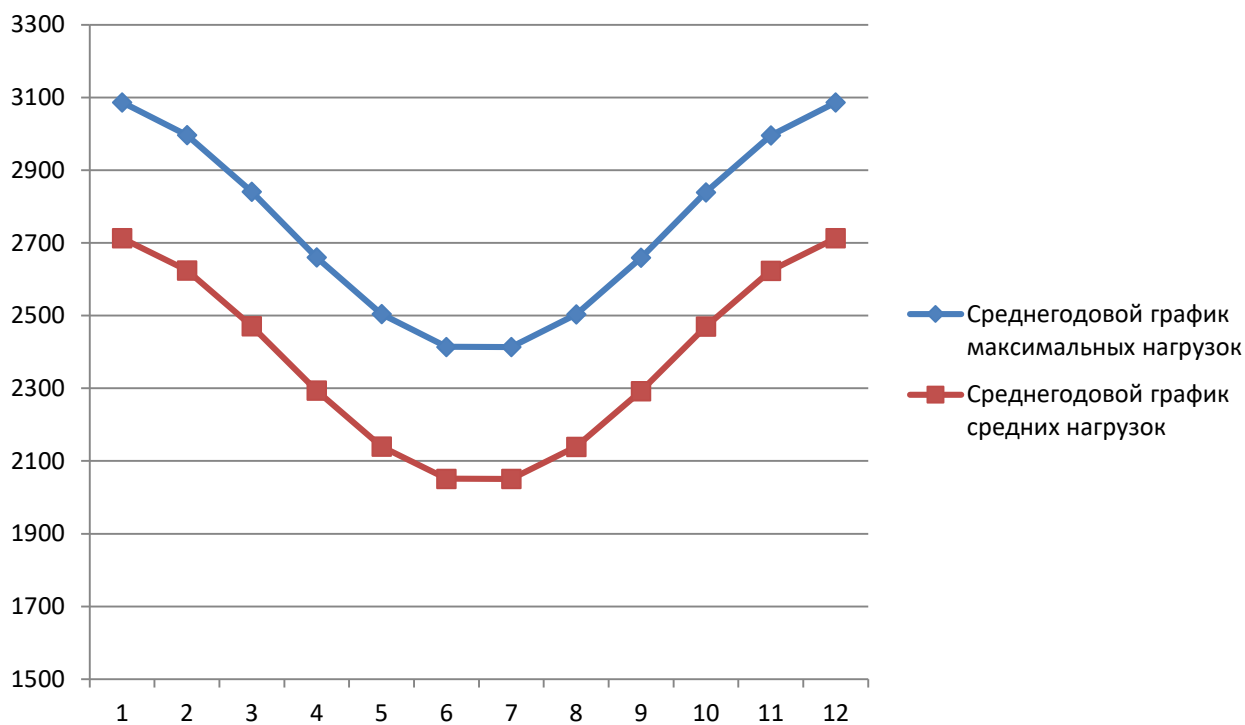


Рисунок 2.4 – Среднегодовой график нагрузки Северокавказского РДУ

2.6 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Формулы расчета бытовой мощности ГЭС:

$$N_{\text{быт}} = \frac{9,81 \cdot Q_{\text{полезн.}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}}{1000} \text{ [МВт]}; \quad (2.9)$$

$$Q_{\text{полезн.}} = Q_{90\%} - \Sigma Q_{\text{потери}} \text{ [М}^3/\text{с]}; \quad (2.10)$$

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{в.б.}} - Z_{\text{н.б.}} - \Delta h \text{ [М]}. \quad (2.11)$$

Сведем расчет в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет режимов работы ГЭС с учетом требований ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q 90%	31	44	46	51	63	89	79	48	33	26	15	34
суума потерь	2,2	2,8	3,3	0,2	0,1	1,9	1,8	1,5	1,3	1,1	2,1	3,4
Qпол	28,8	41,2	42,7	50,8	62,9	87,1	77,2	46,5	31,7	24,9	13,0	30,6
Qнб	29,8	42,2	43,7	51,8	63,9	88,1	78,2	47,5	32,7	25,9	14,0	31,6
Z вб	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591
Z нб	465	465	465	465	466	466	466	465	465	464	464	465
H	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Nбыт	31,1	44,4	46,1	54,6	67,5	92,9	82,5	50,1	34,3	27,0	14,1	33,1

Расчет режима работы по ВХК производится аналогичным образом – таблица 2.5.

Таблица 2.5 – Расчет режима работы по ВХК

Q _{ВХК}	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Z _{вб}	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591	591
Z _{нб}	464,4	464,4	464,1	464,2	464,2	464,2	464,2	464,2	464,2	464,1	464,1	464,4
H	120,6	120,6	120,9	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,8	120,9	120,9	120,6
N _{ВХК}	16,8	16,8	16,8	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	16,8	16,8	16,8

2.7 Баланс энергии.

Баланс энергии строится на графике средних мощностей среднегодовой нагрузки. На нем откладываем мощности существующих гидроэлектростанций, бытовые мощности и мощности ВХК проектируемой ГЭС. Затем сравниваем два режима работы: по водотоку и по ВХК. При сравнении этих двух режимов найдем избытки бытовой мощности в половодный период, которые после распределяем по зимним месяцам, так чтобы максимально вытеснить ТЭС. Данные мощностей предоставлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Мощности

МЕСЯЦА	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P _{ср}	2713	2625	2471	2294	2140	2051	2051	2139	2293	2470	2624	2713
N _{сущ}	558	512	465	465	419	372	372	419	465	465	512	558
N _{быт}	31,1	44,4	46,1	54,6	67,5	92,9	82,5	50,1	34,3	27,0	14,1	33,1
N _{ВХК}	16,8	16,8	16,8	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	16,8	16,8	16,8
N _{быт} - N _{ВХК}	14,3	27,6	29,2	37,3	50,2	75,6	65,2	32,8	17,0	10,2	-2,7	16,3

$$N_{\text{изб}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 373 \text{ МВт.} \quad (2.12)$$

Баланс энергии представлен на рисунке 2.5.

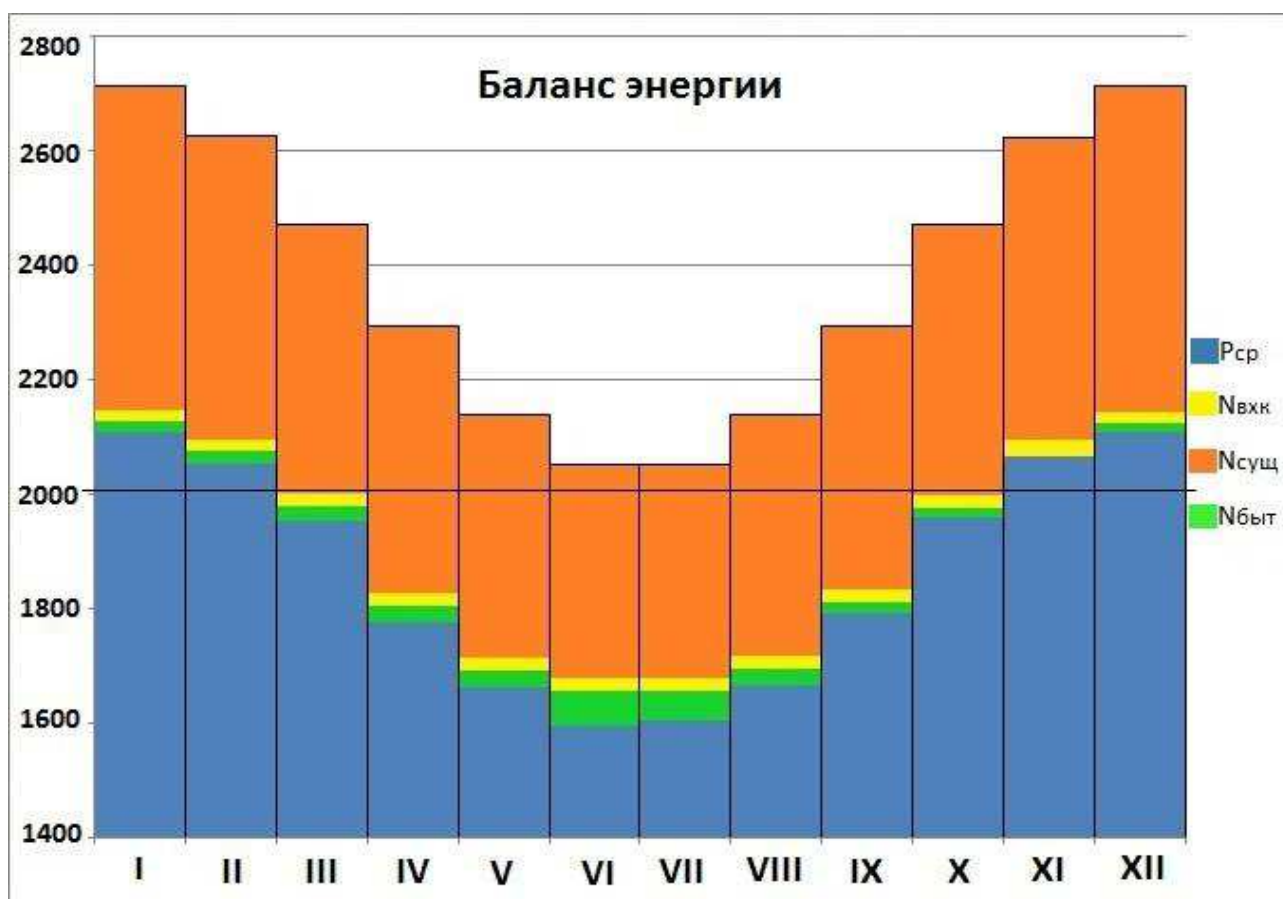


Рисунок 2.5 – Баланс энергии

С учетом избытка мощности размещаем на балансе энергии линию гарантированной мощности, так чтобы весь избыток был учтен. В данном случае линия гарантированной мощности прошла по 4 месяцам (январь, февраль, ноябрь, декабрь). Значения распределенных мощностей приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Гарантированные мощности 1-ая итерация

Месяц	I	II	XI	XII
$N_{гарант.}$	140	100	100	140

2.8 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодный год

Сработка водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей. Условием для правильно выполненных водно-энергетических расчётов является равенство уровней НПУ в начале и в конце периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

За начало сработки водохранилища принимается месяц, где $Q_{вхк}$ превышает $Q_{быт}$ и находится над линией гарантированной мощности, в моем случае это ноябрь.

Уровень воды в начале расчетного периода на начало ноября примем равным $\nabla_{НПУ}=591\text{м}$.

Полезный бытовой приток:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{л}}. \quad (2.13)$$

Расход воды в нижний бьеф:

$$Q_{\text{н.б.}} = Q_{\text{гэс}} + Q_{\text{ф}}. \quad (2.14)$$

Приращение объема водохранилища:

$$\pm \Delta V_{\text{в}} = \pm Q_{\text{вдхр}} \cdot \Delta t. \quad (2.15)$$

Расход воды через ГЭС:

$$Q_{\text{гэс}} = Q_{\text{полезн}} + Q_{\text{вдхр}}. \quad (2.16)$$

Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему ВБ, определяется по кривой связи объемов и уровней в ВБ $z_{\text{в.б.}} = z_{\text{в.б.}}(V_{\text{в.б.}})$.

Средний уровень ВБ:

$$z_{\text{в.б.ср}} = \frac{(z_{\text{в.б.}}^{\text{H}} + z_{\text{в.б.}}^{\text{K}})}{2}; \quad (2.17)$$

Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой связи расходов и уровней в НБ

Напор ГЭС:

$$H = z_{\text{в.б.}} - z_{\text{н.б.}}; \quad (2.18)$$

Мощность ГЭС:

$$N_{\text{гэс}} = k_N \cdot Q_{\text{гэс}} \cdot H_{\text{гэс}}, \quad (2.19)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,66$.

По результатам 1-ой итерации водно-энергетического расчета была превышена отметка НПУ на 7,3 м, и $\Sigma Q_{\text{вдхр}} = 137,1 \text{ м}^3/\text{с}$. Уменьшаем гарантированную мощность в январе, феврале, ноябре и декабре до значений, представленных в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Гарантированные мощности 2-ая итерация

Месяц	I	II	XI	XII
Нгарант.	115	75	75	115

В связи с проведенными расчетами отметка УМО принята равной 589 м, так как она является самой нижней.

2.9 Выбор рабочей мощности по интегральной кривой нагрузки

Для выбора рабочей мощности вернемся к ранее построенным ИКН и суточным графикам. Впишем на каждую ИКН выработку за сутки, предварительно разбив ее на 2 или более частей для работы в базе, пике или полу-пике графика нагрузки, а также существующие ГЭС.

Выработка, которую следует отложить считается по следующей формуле

$$\mathcal{E} = N_{\text{гаран}}^I \cdot t \text{ МВт}\cdot\text{ч}, \quad (2.20)$$

где t – количество часов работы ГЭС в пике. Для января она составила 1802 МВт·ч., а для июня 363 МВт·ч.

Размещаем существующие и проектируемую ГЭС в пик мощностей суточной нагрузки. При этом для проектируемой ГЭС делаем 2 режима работы (база и пик).

Для января:

Откладываем выработку за январь, ее смотрим в таблице сработки (остаток), и опускаем линию до пересечения с ИКН. Это и будет наша рабочая мощность в пике за январь. То же проделываем с «базой» января (данную выработку смотрим также в таблице сработки). Получаем рабочую мощность в базе за январь.

Полную рабочую мощность за январь получаем, сложив мощности в пике и в базе для нашей ГЭС:

$$N_{\text{раб(январь)}} = N_{\text{раб.баз.}} + N_{\text{раб.пик.}} = 140 + 10 = 150 \text{ МВт}. \quad (2.21)$$

Те же самые операции проделываем и с мощностями за июнь. Получаем полную рабочую мощность за июнь:

$$N_{\text{раб(июнь)}} = N_{\text{раб.баз.}} + N_{\text{раб.пик.}} = 52 + 10 = 62 \text{ МВт}. \quad (2.22)$$

В остальные месяцы будем выдавать столько же рабочей мощности, как и в июне, за счет меньшего количества часов работы ГЭС в сутки. Рабочие мощности представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Рабочие мощности проектируемой ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Nраб.	150	90	60	60	60	62	62	60	60	60	90	150

2.10 Расчет резервов

Нагрузочный резерв для РДУ составляет 2 % от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 8% от максимальной мощности энергосистемы.

Установленную мощность ГЭС по выполняемым в системе функциям можно представить в виде суммы:

$$N_{уст}^{гэс} = N_{раб.}^{гэс} + N_{рез}^{нагр}, \quad (2.23)$$

где рабочая мощность ГЭС определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы. В данном проекте $N_{раб.}^{гэс}$ определяется по первому месяцу(январю).

И для этого месяца $N_{выт.раб.}^{гэс} = 153$ МВт.

Нагрузочный резерв от максимальной мощности энергосистемы составляет 2,0% и находится следующим образом:

$$N_{рез.с-мы}^{нагр} = \frac{N_{max}^{с-мы}}{100\%} \cdot 2\% = 54,3 \text{ МВт} \quad (2.24)$$

Аналогично считаем аварийный резерв , который составляет 8% от максимума системы.

$$N_{рез.с-мы}^{авар} = 217,1 \text{ МВт} \quad (2.25)$$

Таким образом, установленная мощность проектируемой ГЭС будет равна:

$$N_{уст}^{гэс} = N_{выт.раб.}^{гэс} + N_{рез}^{нагр} = 150 + 3 = 153 \text{ МВт} \quad (2.26)$$

2.11 Построение баланса мощностей

Данные для построения баланса мощностей представлены в приложении А.6. Баланс мощностей представлен на рисунке 2.6.

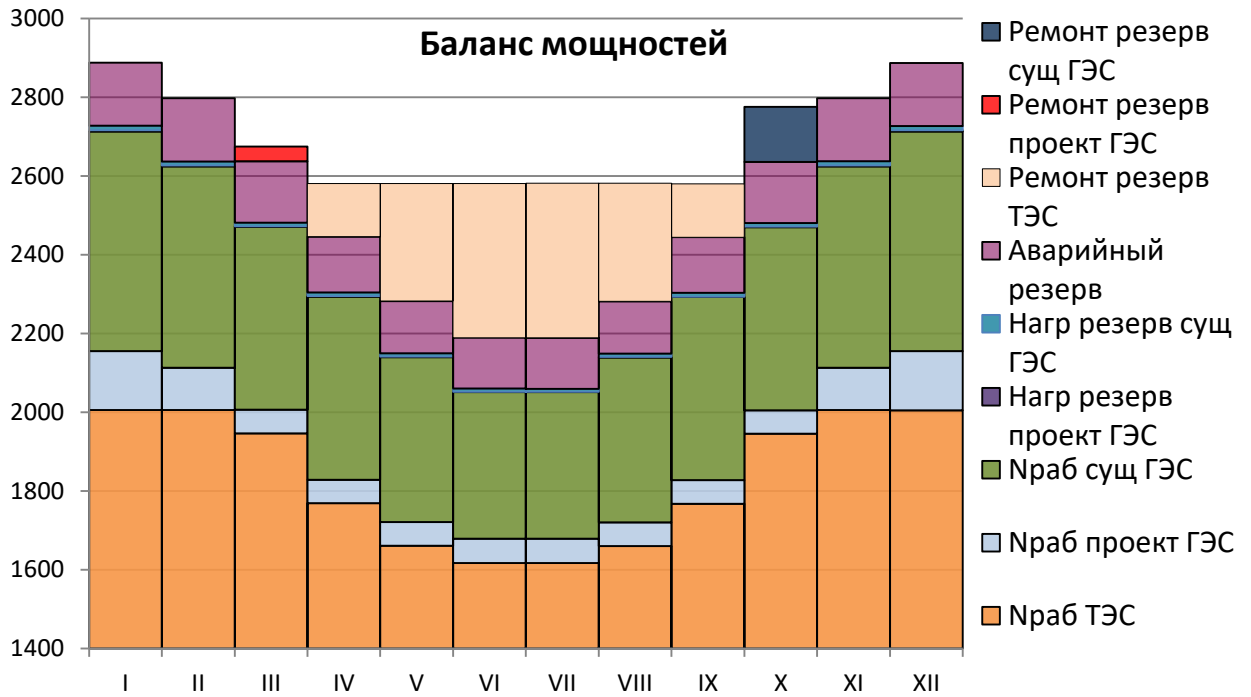


Рисунок 2.6 – Баланс мощностей

Ремонтные мощности в данной таблице рассчитываются следующим образом:

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} = \frac{465}{6} = 77,5 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.27)$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 = \frac{2233}{4} + \frac{2233}{2} = 1675 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.28)$$

2.12 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодный год

Целью расчета сработки-наполнения по условиям средневодного года является определение среднееголетней выработки. Поскольку сработать водохранилище можно разными способами, то проводится не менее двух расчетов. По графику сработки маловодного года с увеличением выдаваемой мощности за счет увеличения притоков в средневодном году относительно маловодного. Наибольшая выработка из этих вариантов объявляется среднееголетней выработкой ГЭС.

Водно-энергетический расчет для средневодного года выполняется аналогично маловодному. Результаты расчета представлены в приложении для первого и второго режима соответственно.

Среднегодовая выработка равна: $\sum \mathcal{E} = 424,2$ млн кВт·ч (из графика сработки среднегодового года). Таким образом, принимаем выработку и объявляем её среднелетней. $\mathcal{E}_{\text{ср.многолетн.}} = 424,2$ млн кВт·ч.

По данным таблиц сработки-наполнения водохранилища, строится график изменения уровня воды в ВБ в течении года, представленный на рисунке 2.7.

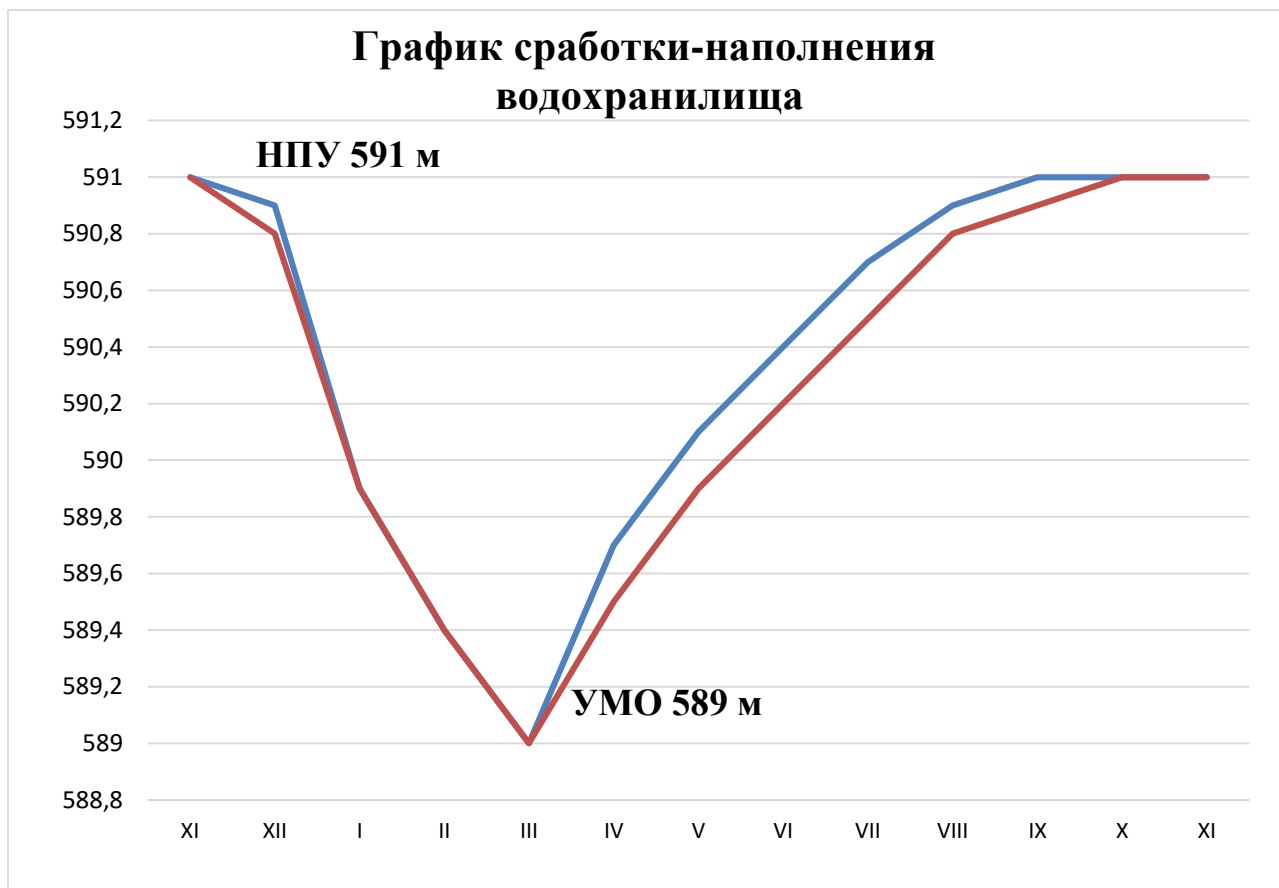


Рисунок 2.7 – График изменения уровня воды в ВБ в течение года

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля.

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

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

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

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

$z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;
 Δh – потери напора в водопроводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

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

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

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

3) Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования ВХК, который составляет $16 \text{ м}^3/\text{с}$.

Режимное поле представлено на рисунке 3.1.

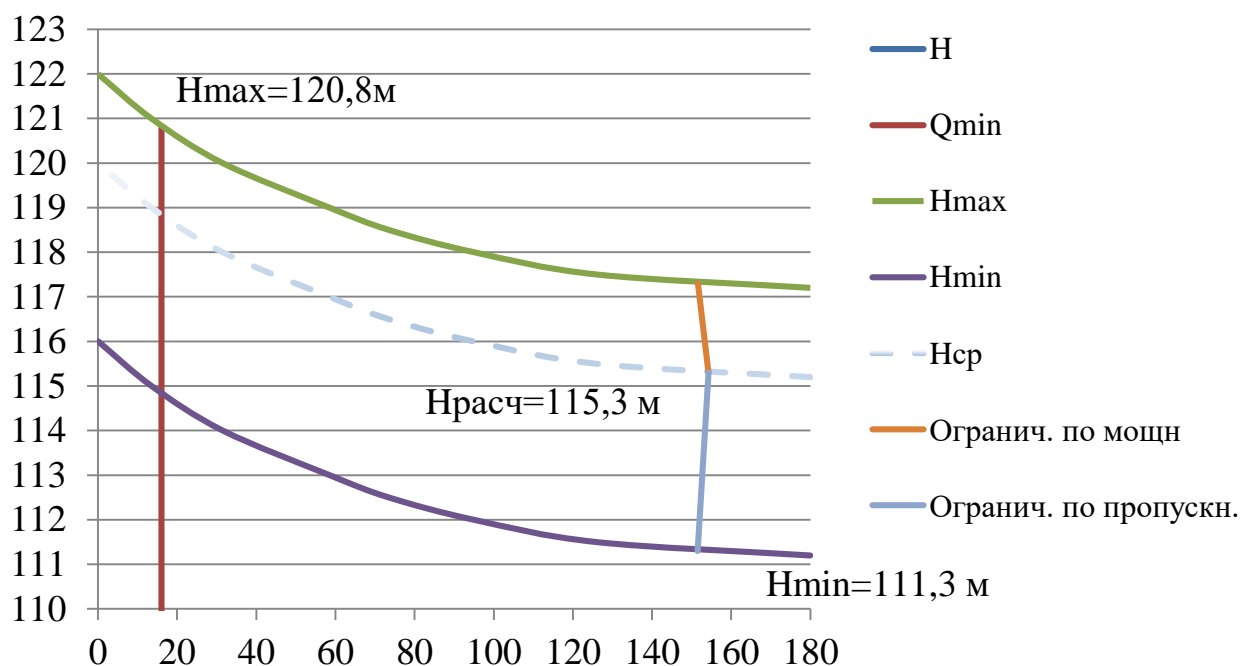


Рисунок 3.1 - Режимное поле Кубанской ГЭС-2

Из построенного режимного поля определяем:

- расчетный напор $H_p = 115,3$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 111,3$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 120,8$ м;

3.2 Выбор типа и количества гидроагрегатов.

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

- 1) Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, т.е. $H_{max} \leq H_{пред.}$;
- 2) Отношение $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{111,3}{120,8} = 0,92$ должно быть не меньше справочных данных.
- 3) Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Для данного максимального напора выбираем следующие гидротурбины:

- РО 140-В;
- ПЛД 140;
- РО 170а-В
- РО 170б-В.

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		РО140-В	ПЛД140	РО 170а-В	РО 170б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{м}$	140	140	170	170
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,60	0,50	0,65	0,65
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 opt}, \text{об/м}$	73	85	68	69
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}, \text{л/с}$	840	800	625	585
Оптимальный КПД модели	$\eta_{м opt}$	0,927	0,921	0,923	0,928
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л/с}$	980	1100	780	670
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,15	0,35	0,07	0,12
Параметр		РО140-В	ПЛД140	РО 170а-В	РО 170б-В
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 м}, \text{м}$	0,515	0,460	0,4355	0,5587
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{м}$	4	4	4	4
Температура	$t_{мод}, \text{°С}$	16	7	7	4

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$Q'_{1р} = 0,843 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для РО140 – В;}$$

$$Q'_{1р} = 0,800 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для ПЛД140 – В;}$$

$$Q'_{1р} = 0,627 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для РО170а – В;}$$

$$Q'_{1р} = 0,595 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для РО170б – В.}$$

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

Пример расчёта турбины РО170а – В для $D1=2,50 \text{ м}$:

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1М}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

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

D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_n , ν_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_n и t_m ;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Для ПЛ, ПЛД $\varepsilon = 0,75$, для РО $\varepsilon = 0,75$ при $Q'_{1p} \geq Q'_{10}$.

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,8815) \cdot \left((1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{0,4355}{2,50}\right)^2 \cdot \frac{4}{115,3} \cdot \left(\frac{1,426}{1,426}\right)^2} \right) = 0,931.$$

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.ср}, \quad (3.5)$$

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

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

$$N'_a = 9,81 \cdot 0,79 \cdot 2,5^2 \cdot 115,3^{1,5} \cdot 0,931 \cdot 0,97 = 54151,8 \text{ кВт},$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст} = 154 \text{ МВт}$ – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону.

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{z_a}, \quad (3.7)$$

$$N_a = \frac{154000}{54151,8}.$$

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

$$n = 68 \cdot \frac{\sqrt{115,3 \cdot 1,056}}{2,5} = 300,15.$$

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

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

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

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

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{I_{max}} = \frac{300 \cdot 2,5}{\sqrt{111,3 \cdot 1,056}}$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{I_p} = \frac{300 \cdot 2,5}{\sqrt{115,3 \cdot 1,056}}$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{300 \cdot 2,5}{\sqrt{120,8 \cdot 1,056}}$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}, \quad (3.12)$$

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{51333}{9,81 \cdot 2,5^2 \cdot (1,056 \cdot 115,3)^{1,5}} = 0,697.$$

Приведенный расход определяем по формуле:

$$Q'_{I,max} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta'}} \quad (3.13)$$

$$Q'_{I,max} = \frac{16}{2,5^2 \cdot \sqrt{120,8 \cdot 1,56}}$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Результаты расчётов представлены в таблицах 3.2, 3.3, 3.4 и 3.5.

Таблица 3.2 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины РО140-В.

D ₁ ,м	2,24	2,50	2,80
η _т	0,926	0,927	0,928
N' _{агр} , кВт	53663,5	66916,4	84031,5
Z _а , ШТ	2,86	2,30	1,83
Z _а [*] , ШТ	3	3	2
N _{агр} ,кВт	51333,3	51333,3	77000,0
Δ ₁	1,041	1,042	1,043
n' _с	357,01	320,05	282,92
n _с	375,0	333,3	300
n' _{Нmax}	78,0	77,4	78,0
n' _{Нрасч}	76,7	76,0	76,6
n' _{Нmin}	74,9	74,3	74,8
Q' ₁ *η _т при Н _{расч}	0,868	0,697	0,834
Q' ₁ *η _т при Н _{max}	0,810	0,650	0,777
Q _{min} Н _{min}	0,284	0,228	0,182
Q _{max} Н _{max}	0,296	0,237	0,189

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛД140.

D ₁ ,м	2,24	2,50	2,80
η _т	0,942	0,942	0,943
N' _{агр} , кВт	58339,5	72728,1	91305,6
Z _а , ШТ	2,64	2,12	1,69
Z _а [*] , ШТ	3	3	2
N _{агр} ,кВт	51333,3	51333,3	77000,0
Δ ₁	1,036	1,037	1,038
n' _с	415,70	372,67	332,92
n _с	428,6	375	333,3
n' _{Нmax}	89,2	87,1	86,6
n' _{Нрасч}	87,6	85,5	85,1
n' _{Нmin}	85,6	83,6	83,1
Q' ₁ *η _т при Н _{расч}	0,868	0,697	0,834

Продолжение таблицы 3.3

$D_1, \text{м}$	2,24	2,50	2,80
$Q'_1 * \eta_T \text{ при } H_{\text{max}}$	0,829	0,665	0,796
$Q_{\text{min}H_{\text{min}}}$	0,297	0,238	0,190
$Q_{\text{max}H_{\text{max}}}$	0,285	0,229	0,182

Таблица 3.4 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины PO170а-В.

$D_1, \text{м}$	2,24	2,50	2,80
η_T	0,930	0,931	0,932
$N'_{\text{арр}}, \text{кВт}$	43430,8	54151,8	67996,0
$Z_a, \text{шт}$	3,55	2,84	2,26
$Z_a^*, \text{шт}$	4	3	3
$N_{\text{арр}}, \text{кВт}$	38500	51333,3	51333,3
Δ_1	1,055	1,056	1,057
n'_c	334,82	300,15	268,12
n_c	375	300	300
$n'_{H_{\text{max}}}$	77,5	69,2	77,4
$n'_{H_{\text{расч}}}$	76,2	68,0	76,1
$n'_{H_{\text{min}}}$	74,4	66,4	74,3
$Q'_1 * \eta_T \text{ при } H_{\text{расч}}$	0,651	0,697	0,556
$Q'_1 * \eta_T \text{ при } H_{\text{max}}$	0,607	0,650	0,518
$Q_{\text{min}H_{\text{min}}}$	0,294	0,236	0,188
$Q_{\text{max}H_{\text{max}}}$	0,282	0,227	0,181

Таблица 3.5 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины PO170б-В.

$D_1, \text{м}$	2,24	2,50	2,80
η_T	0,931	0,932	0,933
$N'_{\text{арр}}, \text{кВт}$	37690,7	46994,7	59009,1
$Z_a, \text{шт}$	4,09	3,28	2,61
$Z_a^*, \text{шт}$	6	4	3
$N_{\text{арр}}, \text{кВт}$	25666,7	38500,0	51333,3
Δ_1	1,042	1,043	1,044
n'_c	339,74	302,67	270,38
n_c	375	333,3	300
$n'_{H_{\text{max}}}$	78,0	77,3	77,9
$n'_{H_{\text{расч}}}$	76,6	75,5	76,1
$n'_{H_{\text{min}}}$	74,9	74,2	74,8
$Q'_1 * \eta_T \text{ при } H_{\text{расч}}$	0,434	0,523	0,556
$Q'_1 * \eta_T \text{ при } H_{\text{max}}$	0,414	0,499	0,530
$Q_{\text{min}H_{\text{min}}}$	0,494	0,397	0,316
$Q_{\text{max}H_{\text{max}}}$	0,450	0,361	0,228

Далее рассматриваем турбины ПЛД140 с $D1=2,80$ м и РО170а-В с $D1=2,50$ м, так как у них точка оптимума входит в зону работы гидротурбины.

3.3 Определение отметки заглубления рабочего колеса гидротурбины.

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

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования.

Пример расчёта турбины РО170а – В для $D1=2,50$ м:

Расчёт производим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s = 463 + 0,4 = 463,4, \quad (3.14)$$

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

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

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и $H_{расч}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H + Z_x, \quad (3.15)$$

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

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

1,5- конструктивный запас;

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

Z_x – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО турбин равна $V_{0н}/2$.

$V_{0н}$ – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитывается с модели:

$$V_{0н} = V_{0м} \cdot D_{1н} / D_{1м},$$

где

$$V_{0м} = 0,161 \text{ м},$$

$$D_{1н} = 4,25 \text{ м},$$

$$D_{1м} = 0,46 \text{ м}.$$

V_{0M} и D_{1M} – указаны на универсальной характеристике.

$$V_{0H} = 0,104 \cdot \frac{2,50}{0,4355} = 0,6 \text{ м.}$$

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;

$$\sigma = 0,07; Z_{НБ} = 463,06 \text{ м; } H = 120,8 \text{ м;}$$

$$H_s = 10,33 - \frac{463,06}{900} - 0,07 \cdot 120,8 + \frac{0,6}{2} = 1,2 \text{ м.}$$

2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и $H_{расч}$;

$$\sigma = 0,08; Z_{НБ} = 463,06 \text{ м; } H = 115,3 \text{ м;}$$

$$H_s = 10,33 - \frac{463,06}{900} - 0,08 \cdot 115,3 + \frac{0,6}{2} = 0,4 \text{ м.}$$

3. Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

$$\sigma = 0,075; Z_{НБ} = 463,06 \text{ м; } H = 111,3 \text{ м;}$$

$$H_s = 10,33 - \frac{463,06}{900} - 0,075 \cdot 111,3 + \frac{0,6}{2} = 1,3 \text{ м.}$$

Расчёт выбранной гидротурбины представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет высоты отсасывания выбранных гидротурбин

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
PO170a-B	2,50	3	300,0	51,3	1,2	0,4	1,3
ПЛД140	2,80	2	333,3	77,0	-17,1	-18,4	-16,4

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установке гидротурбину PO170a-B с $D_1=2,50$ м, так как её высота отсасывания соответствует допустимой, когда турбина ПЛД140 с $D_1=2,80$ м не проходит по высоте отсасывания.

Определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s=0,4$ м. Для этого случая $Z_{НБ}=463,06$. Тогда заглубление определяем по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = 463,06 + 0,4 = 463,46 \text{ м} \quad (3.16)$$

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

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.17)$$

где $\cos\varphi$ принимаем в пределах от 0,8 до 0,9.

$$S_{\text{ном}} = \frac{51,3}{0,9} = 57 \text{ МВА.}$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{300} = 20. \quad (3.18)$$

Выбираем гидрогенератор ВГС-525/150-20. Данные генератора представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Номинальные данные гидрогенератора ВГС-525/150-20

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	50
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	46
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,9
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	300
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	1
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,25
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,16
Исполнение	Подвесное		

3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане.

Металлическая спиральная камера имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зубца, служит для подвода воды к турбине и формированию потока на входе в направляющий аппарат.

По ГУХ для конкретной турбины выбирают высоту направляющего аппарата $b_0 = 0,238 \cdot D_1 = 0,595$ м, угол охвата $\varphi = 345^\circ$ и высоту статора $b_1 = b_0 + 0,02 = 0,595 + 0,02 = 0,615$ м.

Основные размеры статора для $D_1 = 2,5$ м:

$$D_a = 3,9 \text{ м};$$

$$D_b = 3,3 \text{ м};$$

$$D_4 = 4,15 \text{ м};$$

$$R_4 = 2,075 \text{ м};$$

$$h_1 = 0,25 \text{ м};$$

$$v_{\text{ср}} = 8,95 \text{ м/с}.$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{45,4 \cdot 345}{360} = 43,51 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3.19)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{43,51}{5,6} = 4,86 \text{ м}. \quad (3.20)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4,86}{3,14}} = 1,24 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 0,615 + 2 \cdot 0,25 = 1,115 \text{ м}. \quad (3.22)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 2,075 + \sqrt{1,24^2 - \left(\frac{1,115}{2}\right)^2} = 3,19 \text{ м}. \quad (3.23)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{ВХ}} = a_{\text{ВХ}} + p_{\text{ВХ}} = 3,19 + 1,24 = 4,43 \text{ м.} \quad (3.24)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a - \sqrt{a^2 - \rho^2})}{\varphi}, \quad (3.25)$$

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (3,19 - \sqrt{3,19^2 - 1,24^2})}{345} = 0,26.$$

Последовательно задавая ряд значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитываем все сечения спиральной камеры.

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \frac{645}{0,26} + \sqrt{\frac{2 \cdot 2,075 \cdot 345}{0,26} - \left(\frac{1,115}{2}\right)^2} = 1,11. \quad (3.26)$$

Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x = 2,075 + 1,11 = 3,19. \quad (3.27)$$

Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = \sqrt{1,11^2 + \left(\frac{1,115}{2}\right)^2} = 1,24. \quad (3.28)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры приведен в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Расчет круглого сечения спиральной камеры

Q _{ВХ}	F _{ВХ}	p _{ВХ}	a _{ВХ}	R _{ВХ}	φ/C	1/C	x	a	p	R
43,51	4,86	1,24	3,19	4,43	0,25	0,26	1,11	3,19	1,24	4,43
41,62	4,65	1,22	3,16	4,37	0,24	0,27	1,08	3,16	1,22	4,37
39,73	4,44	1,19	3,13	4,31	0,23	0,27	1,05	3,13	1,19	4,31
37,83	4,23	1,16	3,09	4,25	0,23	0,27	1,02	3,09	1,16	4,25
35,94	4,02	1,13	3,06	4,19	0,22	0,27	0,98	3,06	1,13	4,19
34,05	3,80	1,10	3,02	4,12	0,21	0,28	0,95	3,02	1,10	4,12
32,16	3,59	1,07	2,99	4,06	0,20	0,28	0,91	2,99	1,07	4,06
30,27	3,38	1,04	2,95	3,99	0,19	0,28	0,88	2,95	1,04	3,99
28,38	3,17	1,00	2,91	3,92	0,18	0,29	0,84	2,91	1,00	3,92
26,48	2,96	0,97	2,87	3,84	0,17	0,29	0,79	2,87	0,97	3,84
24,59	2,75	0,94	2,83	3,76	0,16	0,29	0,75	2,83	0,94	3,76
22,70	2,54	0,90	2,78	3,68	0,15	0,30	0,70	2,78	0,90	3,68
20,81	2,32	0,86	2,73	3,59	0,14	0,30	0,66	2,73	0,86	3,59

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.2.

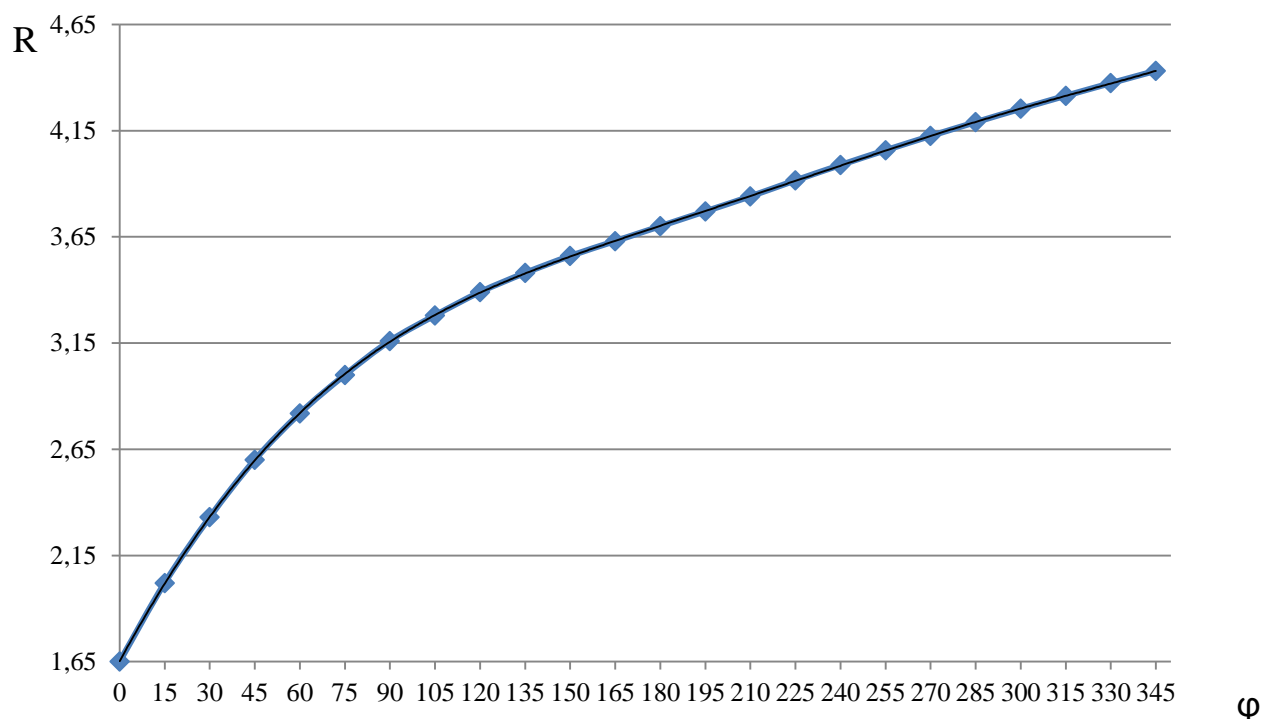


Рисунок 3.2 – График $\varphi_{сп} = f(R_i)$

Снимаем значение Rв в зависимости от угла φ : $R_{(\varphi=150)} = 3,56$ м

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} = \frac{1,115}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 0,972 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_2(\varphi=150) = \frac{R_{(\varphi=150)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ} \quad (3.30)$$

$$p_2(\varphi=150) = \frac{5,55 - (3,46 + 2,14 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 3,56 \text{ м.}$$

Данные заносим в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Расчет эллиптического сечения спиральной камеры

φ°	$p_1, (\text{м})$	$R, (\text{м})$	$p_2, (\text{м})$
150	0,972	3,56	0,851
135		3,48	0,787
120		3,39	0,717
105		3,28	0,640

Продолжение таблицы 3.9

φ°	$r_1,(\text{м})$	$R,(\text{м})$	$r_2,(\text{м})$
90	0,972	3,16	0,555
75		3,00	0,457
60		2,82	0,347

3.6.Расчет вала на прочность. Расчет подшипника.

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.31)$$

где $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

Принимаем $\tau_{доп} = 30$ МПа, а крутящий момент $M_{кр}$ определяем по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 51333,3}{300} = 1,66 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.32)$$

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 1,66}{30} \right)^{0,33} = 0,659 \text{ м}.$$

Окончательно принимаем диаметр вала 0,7м.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 51333,3}{300 \cdot 2,5} = 54,76 \text{ кН} \quad (3.33)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше D_B :

$$d_{п} = 0,8 + 0,02 = 0,82 \text{ м};$$

$$h_{п} = 300 \text{ мм} = 0,3 \text{ м};$$

$$Z_{сегм} = 4 \text{ шт.}$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{54,76}{0,82 \cdot 0,3} = 222,6 \text{ кПа.} \quad (3.34)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое $[p_{уд}] = 29 \cdot U$ (кПа).

$$U = \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} = \frac{3,14 \cdot 300 \cdot 0,82}{30} = 2,57 \text{ м/с;} \quad (3.35)$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 2,57 = 74,53 \text{ кПа.}$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$, так как это условие не выполняется, кольцевой подшипник не способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Для сегментного подшипника определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{54,76}{1 + 2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 11,57 \text{ кН,} \quad (3.36)$$

где α -центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360}{4} = 90. \quad (3.37)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} = \frac{54,76}{0,27 \cdot 0,3} = 331,88 \text{ кПа,} \quad (3.38)$$

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

$$l_{сегм} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,82}{4} = 0,55 \text{ м;} \quad (3.39)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 9,91 = 495,47 \text{ кПа.}$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$, так как это условие выполняется, сегментный подшипник способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Выбираем сегментный подшипник.

3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

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

По номограмме для турбины РО45–В определим тип маслонапорной установки: МНУ 1,6/1-40-2,5-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 1,6 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак вместимостью 2,5 м³ с двумя насосами.

Электрогидравлический регулятор выбираем типа ЭГР–2И1–100–11. Электрогидравлический регулятор с главным золотником диаметра 100 мм.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Главная электрическая схема Кубанской ГЭС 2 должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности и безопасности эксплуатации.

Для Кубанской ГЭС 2 рассмотрим схему, с одиночными блоками. Данный вид генераторного блока представлен на рисунке 4.1.

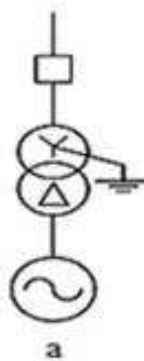


Рисунок 4.1 – Простой (единичный) блок

4.2 Выбор главных повышающих трансформаторов

Расчетная мощность одного силового трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = S_{\Gamma} - S_{\text{сн}} = 51 - 1 = 50 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $S_{\text{сн}}$ – полная мощность собственных нужд.

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» были выбраны трансформаторы ТДЦ–63000/110–У1 для схем с одиночными блоками. Паспортные данные представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные ТДЦ–63000/110–У1

$S_{\text{ном}}$, кВА	U, кВ		$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	Габаритные размеры
	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ					
63000	121	10,5	10,5	0,15	35	245	6420×4900×6260

4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Установленная мощность Кубанской ГЭС – 2 138 МВт, следовательно мощность собственных нужд ГЭС принимается равным (1)% $P_{уст}$:

$$P_{с-н} = 0,01 \cdot P_{уст} = 0,02 \cdot 138000 = 2760 \text{ кВт} \quad (4.2)$$

Принимаем $S_{ТСН} = 400 \text{ кВА}$

$$P_{ТСН} = S_{ТСН} \cdot \cos\varphi = 400 \cdot 0,9 = 360 \text{ кВт} \quad (4.3)$$

Количество ТСН:

$$n_{ТСН} = \frac{P_{с-н}}{P_{ТСН}} = \frac{2720}{900} = 6,9 \quad (4.4)$$

Принимаем 8 трансформаторов, мощностью 400 кВА

По каталогу ООО «Элетрозаовод», выбирается трансформатор ТСЗ-400/10-УЗ. Паспортные данные трансформаторов собственных нужд представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-400/10-УЗ

$S_{ном},$ кВА	U, кВ		$U_{кз}, \%$	$I_{хх}, \%$	$\Delta P_x,$ кВт	$\Delta P_k,$ кВт	Габаритные размеры
	$U_{вн},$ кВ	$U_{нн},$ кВ					
400	10	0,4	8	1,2	1,92	8,5	1000x6000x800

4.4 Выбор количества отходящих линий и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = z_a \cdot (S_{Г} - S_{с.н.}) = 3 \cdot (53 - 3) = 150 \text{ МВА}, \quad (4.5)$$

где z_a – число агрегатов, 3 шт.

Количество отходящих линий:

$$n_{л} = \frac{(n_{Г} \cdot S_{Г} - S_{сн}) \cos\varphi_c}{P_{пр} \cdot K_{110}} + 1 = \frac{150 \cdot 0,9}{35 \cdot 1,4} + 1 = 3,76 \quad (4.6)$$

где $P_{пр}$ – пропускная способность на одну цепь ВЛ 110 кВ, равная 35 МВт;

K_{110} – поправочный коэффициент, 1,4;

$\cos\varphi_c$ – коэффициент мощности системы.

Полученное значение округляется в большую сторону и, таким образом, число линий ВЛ 110 принимается равным $n_{л}=4$.

Ток воздушной линии:

$$I_{ВЛ110,утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{ВЛ})\sqrt{3}\cdot U_{ру}} = \frac{150}{4\cdot\sqrt{3}\cdot 110} = 197 \text{ А} \quad (4.7)$$

Ток для проверки сечения провода по нагреву:

$$I_{ВЛ110,утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{ВЛ}-1)\sqrt{3}\cdot U_{ру}} = \frac{150}{(4-1)\cdot\sqrt{3}\cdot 110} = 262 \text{ А} \quad (4.8)$$

$$I_{ВЛ110,утяж} < I_{доп}; \quad (4.9)$$

$$262 \text{ А} < 330 \text{ А}$$

По величине тока выбирается провод марки АС95/16, которому соответствуют следующие характеристики:

- допустимый длительный ток $I_{доп}=330 \text{ А}$.
- $x_{0уд}=0,434 \text{ Ом/км}$
- $r_{0уд}=0,301 \text{ Ом/км}$.
- $0,262 \text{ кА} < 0,330 \text{ кА}$

Следовательно, провод АС 95/16 прошел проверку сечения по нагреву.

4.5 Выбор схемы распределительного устройства

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

Число присоединений РУ 110 кВ –7:

- 4 ВЛ 110 кВ;

- 3 блока;

В соответствии со стандартом: "Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ", окончательно принимаем схему распределительного устройства по производителю выбранного РУ – две рабочие и обходная система шин.

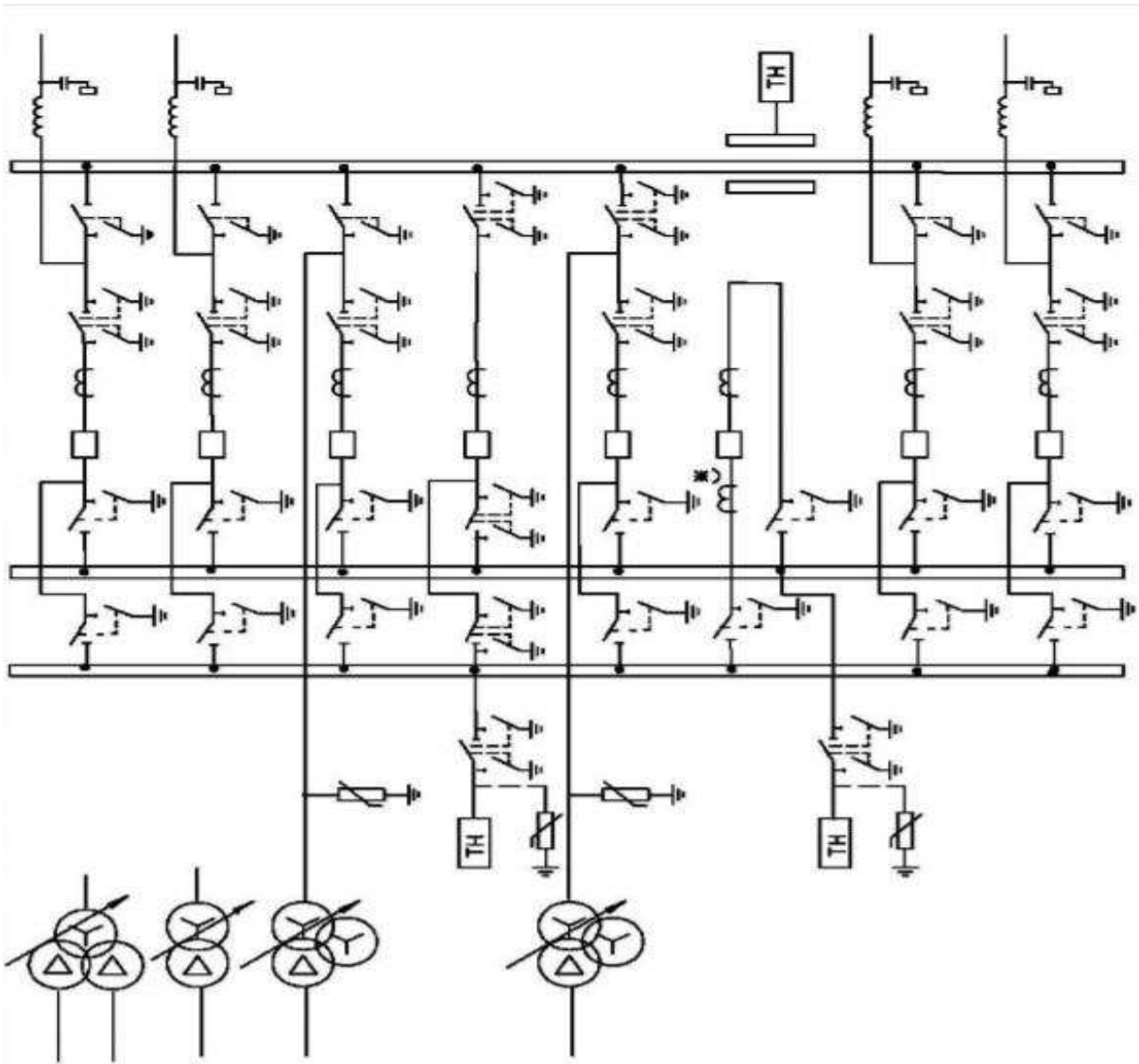


Рисунок 4.2 - Структурная схема РУ – 110 кВ.

4.6 Техничко-экономический расчёт схемы с простыми блоками

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{2880}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 1487 \text{ ч/год} \quad (4.10)$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{T}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot \tau = 1 \cdot 35 \cdot 1487 = 52045 \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = 245 \cdot \left(\frac{50}{63} \right)^2 \cdot 1478 = 228086 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta \cdot (\Delta W_{\text{ХХ}} + \Delta W_H), \quad (4.13)$$

$$I_{\text{пот}} = 2,48 \cdot (107642) = 694,7 \text{ тыс. руб/год}$$

Стоимость капитальных затрат:

$$K = n_T \cdot K_T + n_{\text{ТСН}} \cdot K_{\text{СН}} + n_B \cdot K_{\text{РУ}} = 3 \cdot 65000 + 3 \cdot 1030 + (11 \cdot 13750 + 3 \cdot 1750) = 354590 \text{ тыс. руб}, \quad (4.14)$$

где K_T – стоимость силового трансформатора, 65000 тыс. руб;
 n_T – количество силовых трансформаторов, 3 шт;
 $K_{\text{СН}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд, 1030 тыс. руб;
 $n_{\text{ТСН}}$ – количество трансформаторов собственных нужд, 3 шт;
 $K_{\text{РУ}}$ – стоимость ячеек выключателей ОРУ, 13750(110 кВ), 1750(10,5 кВ) тыс. руб;
 n_B – количество ячеек выключателей ОРУ, 11 на 110 кВ, 3 на 10,5 кВ шт.

Приведенные затраты:

$$Z = 0,15 \cdot K + I = 0,15 \cdot 354590 + 694,7 = 53292,7 \text{ тыс. руб}, \quad (4.15)$$

где K – стоимость капитальных затрат, тыс. руб;
 I – стоимость потерь электроэнергии на станции, тыс. руб.

4.7 Расчет токов короткого замыкания

4.7.1 Расчет исходных данных

На данном этапе определяются индуктивные и активные сопротивления всех элементов схемы в именованных единицах.

Индуктивное сопротивление синхронного генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,16 \cdot \frac{10,5^2}{51} = 0,346 \text{ Ом}, \quad (4.16)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление, о.е. (табл. 3.7);

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора, МВА (табл. 3.7);
 $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора, кВ (табл. 3.7).
 Активное сопротивление синхронного генератора:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{f_c} = 0,007 \text{ Ом}, \quad (4.17)$$

где f_c – частота тока в энергосистеме, равная 50 Гц;

Сопротивление силового трансформатора:

$$x_{\Gamma} = \frac{u_{\text{кз}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\Gamma.\text{ВН}}^2}{S_{\Gamma}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{63} = 22,04 \text{ Ом}, \quad (4.18)$$

$$r_{\Gamma} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\Gamma.\text{ВН}}^2}{S_{\Gamma}^2} = 0,245 \cdot \frac{121^2}{63^2} = 0,80 \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

где $u_{\text{кз}\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;
 $U_{\Gamma.\text{ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;
 S_{Γ} – полная номинальная мощность трансформатора;
 $\Delta P_{\text{к}}$ – потери КЗ в трансформаторе.

Коэффициент трансформации:

$$K_{\Gamma} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{121} = 0,09 \quad (4.20)$$

Сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$x_{\text{л}} = x_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,434 \cdot 50 = 21,7 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

$$r_{\text{л}} = r_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,301 \cdot 50 = 15,1 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

где $x_{\text{о,уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, равное 0,434 Ом/км;
 $r_{\text{о,уд}}$ – удельное активное сопротивление ВЛ, равное 0,301 Ом/км.

ЭДС генератора:

$$E_1 = 1,13 \cdot U_{\text{НОМ}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,86 \text{ кВ} \quad (4.23)$$

Сопротивления системы:

$$x_c = \frac{U_6^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{115^2}{80} = 165,31 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} * \omega} = \frac{165,31}{0,045 * 314} = 11.69 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

4.7.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения «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.

Исходные данные для расчетов представлены на рисунках 4.3, 4.4, 4.5 и 4.6.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	блок 1		11				
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	блок 2		11				
3	<input type="checkbox"/>			...	3	блок 3		11				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Ору		115				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Система		115				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Г1		11				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Г2		11				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Г3		11				

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	1		Ору - блок 1	0,50	24,40					0,090
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	2		Ору - блок 2	0,50	24,40					0,090
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	3		Ору - блок 3	0,50	24,40					0,090
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	4	5		Ору - Система	5,50	3,90					
5	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	6		блок 1 - Г1							
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	7		блок 2 - Г2							
7	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	8		блок 3 - Г3							

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	dI1
1			1	Г1	6	0,007	0,340	0,007	0,340			11,865				20,144	-88,821
2			2	Г2	7	0,007	0,340	0,007	0,340			11,865				6,807	-88,984
3			3	Г3	8	0,007	0,340	0,007	0,340			11,865				6,807	-88,984
4			4	Система	5	2,645	132,250	2,645	132,250			115,000				0,227	-86,789

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	6					36,2774	-88,74

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	4					3,9258	-88,54

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1ф	4					1,9628	-88,54

Рисунок 4.6 – Данные по токам

4.7.3 Расчет аperiodической составляющей и ударного тока короткого замыкания

Выполняем расчёт в программном комплексе «RastrWin» с помощью шунта и находим эквивалентные сопротивления для узлов.

1) Для узла 5 (СШ 110 кВ), полученное значение представлено на рисунке 4.7

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	I 1	L	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2
1	1	1	Шунт	3							2,0337	32,6090			2,0337	32,6090

Рисунок 4.7 – Эквивалентное сопротивление для узла 3 (СШ 110)

Запишем сопротивление в комплексном виде:

$$Z = 2,0337 + j32.6090 \text{ Ом}; \quad (4.26)$$

Тогда постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{32.6090}{314 \cdot 2.0337} = 0,057 \text{ с}; \quad (4.27)$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,057} = 1,84; \quad (4.28)$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(1)} \cdot K_y = \sqrt{2} * 1,96 * 3 * 1,84 = 15,29 \text{ кА}; \quad (4.29)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} * 3,92 * 1,84 = 10,19 \text{ кА}; \quad (4.30)$$

2) Для узла 5 (главные выводы генератора) полученные значения представлены на рисунке 4.8.

S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	I1	L	dI1	r1	x1	I2	dI2	r2	x2	I3
1	1	1	Шунт	5							0,0024	0,0888			0,0024	0,0888	

Рисунок 4.8 – Эквивалентное сопротивление для узла 10 (Главные выводы генератора)

Сопротивление в комплексном виде:

$$Z = 0,0024 + j0,0888 \text{ Ом}; \quad (4.31)$$

Тогда постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,0888}{314 * 0,0024} = 0,043 \text{ с}; \quad (4.32)$$

Ударный коэффициент:

$$K_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,043} = 1,79; \quad (4.33)$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} \cdot K_y = \sqrt{2} \cdot 36,27 \cdot 1,93 = 91,94 \text{ кА}; \quad (4.34)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Номер точки	Тип	$I_{\text{п.0}}$	i_y
K1	3ф	36,27	91,94
K2	3ф	5,88	15,29
K2	1ф	3,92	10,19

4.8 Выбор и поверка коммутационных аппаратов

4.8.1 Электротехническое оборудование

При выборе электрических аппаратов необходимо выполнять несколько требований:

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

4.8.2 Расчёт по условиям рабочего и утяжеленного режимов

Нормальный режим – это режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перегрузок.

Утяжеленный режим – это режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут увеличиваться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчетные токи присоединений определяются для различных элементов энергосистем.

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

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{51}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,94 \text{ кА.} \quad (4.35)$$

Присоединения линий связи с системой 110 кВ нормальный режим:

$$I_{ВЛ,раб.мах} = \frac{S_{Г1-Г3}}{\sqrt{3} \cdot n_{ВЛ} \cdot U_{НОМ}} = \frac{3 \cdot 51}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 0,201 \text{ кА.} \quad (4.36)$$

Утяжеленный режим:

$$I_{ВЛ,раб.утяж} = \frac{S_{Г1-Г3}}{\sqrt{3} \cdot (n_{ВЛ} - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{3 \cdot 51}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 110} = 0,268 \text{ А.} \quad (4.37)$$

Присоединения трансформаторов собственных нужд с отпайкой на генераторном напряжении:

$$I_{ТСН,раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{S_{ТСН,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ТСН,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{3,02}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,17 \text{ А.} \quad (4.38)$$

4.8.3 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}; \quad (4.39)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}; \quad (4.40)$$

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}. \quad (4.41)$$

Используя каталоги производителей ООО «Высоковольтный союз» [12] и ЗАО «ЗЭТО» для генераторного напряжения выбираем вакуумный выключатель ВРЗ-10,5-40/3150-У3 и разъединитель РВРЗ-10/4000 У3.

Каталожные данные и проверка выключателя и разъединителя представлена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	выключатель ВРЗ-10,5-40/3150-У2	разъединитель РВРЗ-10/4000 У3
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 2944 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 36,28 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 160 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 91,94 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 63 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$ $t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$	
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 36,28^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 52,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

В таблицу 4.5 сведены параметры анализатора сети низшего напряжения, а также синхронизатора.

Таблица 4.5 – 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.

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.

4.8.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ЦТТ-6(10). Производитель ООО «Цифровые измерительные трансформаторы». Проверка трансформатора тока ЦТТ-6(10) представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Проверка трансформатора тока ЦТТ-6(10)

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 2944 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЦТН-6(10). Производитель ЗАО «ГК «Электроцит» – ТМ Самара». Параметры трансформатора напряжения НОЛ–СЭЩ 20 представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	26 В · А	75 В · А

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–1–6/7,2 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.9 Выбор параметров ОРУ

4.9.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый выключатель ВГТ-1-110/40 УХЛ1 и разъединитель.

Каталожные данные и проверка выключателя и разъединителя представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	выключатель ВГТ-1-110/40 УХЛ1	разъединитель РНП-110/1250 УХЛ
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 268 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{n0} = 3,92 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.СКВ}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\gamma} = 10,19 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 102 \text{ кА}$	–
	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 3,42^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 0,467 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

В таблицу 4.9 сведены параметры анализатора сети высшего напряжения.

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ–1	RS485	0,5	8

4.9.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбираем трансформатор тока трансформатором тока ЦТТ-100. Производитель ЗАО «Цифровые измерительные трансформаторы». Проверка трансформатора тока ЦТТ-100 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 268 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЦТН-110. Производитель ЗАО «Цифровые измерительные трансформаторы». Параметры трансформатора напряжения ЦТН-110 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$

В ОРУ 110 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН–П1–110/73/10/2УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Технические данные оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
Генератор	Тип		ВГС – 525/150-20
	номинальная мощность	полная, МВА	51
		активная, МВт	46
	номинальное напряжение, кВ		10,5
	коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,9
	частота тока, Гц		50
	частота вращения, об/мин		300
	число фаз обмотки статора		1
	номинальный ток статора, А		2804
	ток ротора при номинальной нагрузке, А		972
	индуктивное сопротивление по продольной оси,	синхронное X_d	1
		переходное $X'd$	0,25
сверхпереходное		0,16	
соединение фаз обмотки статора		«звезда»	
трансформатор	Тип		ТДЦ 63000/110-У1
	номинальное напряжение, кВ	ВН	115
		НН	10,5
	напряжение короткого замыкания, %		10,5
трансформатор собственных нужд ГЭС	Тип		ТСЗ-1000/10-УЗ
	номинальная полная мощность, кВА		1000
	номинальное напряжение, кВ	ВН	10,5
		НН	0,4
	напряжение короткого замыкания, %		10,5

5.2 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчета необходимо знать токи на генераторном и на высшем напряжении.

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{ном,Г}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{51000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2804 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ,Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{2804 \cdot 1}{3000/5} = 4,76 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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 первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Т}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 330,66 \text{ А}, \quad (5.3)$$

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

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{330,66}{400/5} = 4,13 \text{ А}, \quad (5.4)$$

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

Выбор трансформатора возбуждения:

Принимаем трансформатор ТВ-400/10,5/0,4

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{ВН те}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,99 \text{ А}, \quad (5.5)$$

где $S_{\text{НОМ СН}}$ – номинальная полная мощность трансформатора возбуждения.

Вторичный ток трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВН те}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН те}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ ВН те}}} = \frac{21,99}{60/5} = 1,83 \text{ А}; \quad (5.6)$$

$$I_{\text{ВН те р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН те}} \cdot K_{\text{СХ}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН те}} \cdot K_{\text{ТТ ВН те}}} = \frac{970 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5 \cdot 60/5} = 2,51 \text{ А}. \quad (5.7)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе гидрогенераторе ВГС 525/150-20:

- 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;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 63000/110-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);

На трансформаторе СН ГЭС:

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

- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 110 кВ:

- Основные защиты:
 - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
 - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
 - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
 - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
 - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

5.4 Описание и расчет уставок защит

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

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: $I_{ном} = 2804 \text{ А}$.

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:

$$I_{нб(н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2804 = 140,2 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока равный 0,5;
 f_i – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;

Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{ср.0} \geq K_H \cdot I_{нб(н)} = K_H \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.9)$$

где K_H – коэффициент надежности, равный 2.

$$I_{ср.0} \geq 280 \text{ А}.$$

Принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{н}} = 0,15 \cdot 2804 = 420,6 \text{ А.} \quad (5.10)$$

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:

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

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

$$I_{\text{макс}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_{\text{н}} = \frac{1,02}{0,16} \cdot 2804 = 17875,53 \text{ А,} \quad (5.12)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,02;
 x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,16.

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{нб(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 17875,5 = 1787,55 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_{\text{т}} > \frac{I_{\text{нб(КЗ)}} \cdot K_{\text{н}}}{I_{\text{т}}}, \quad (5.13)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, 2;
 $I_{\text{т}}$ – ток трехфазного КЗ на выводах генератора и равен $I_{\text{макс}}$.

Тогда:

$$K_{\text{т}} > \frac{1787,55 \cdot 2}{17875,53};$$

$$K_{\text{т}} > 0,2.$$

$K_{\text{т}}$ принимается равным 0,3.

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

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

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

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

Исходя из условия (5.15) типовое значение уставки B принимается равным 1,5.

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: $I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 16,82$ кА.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

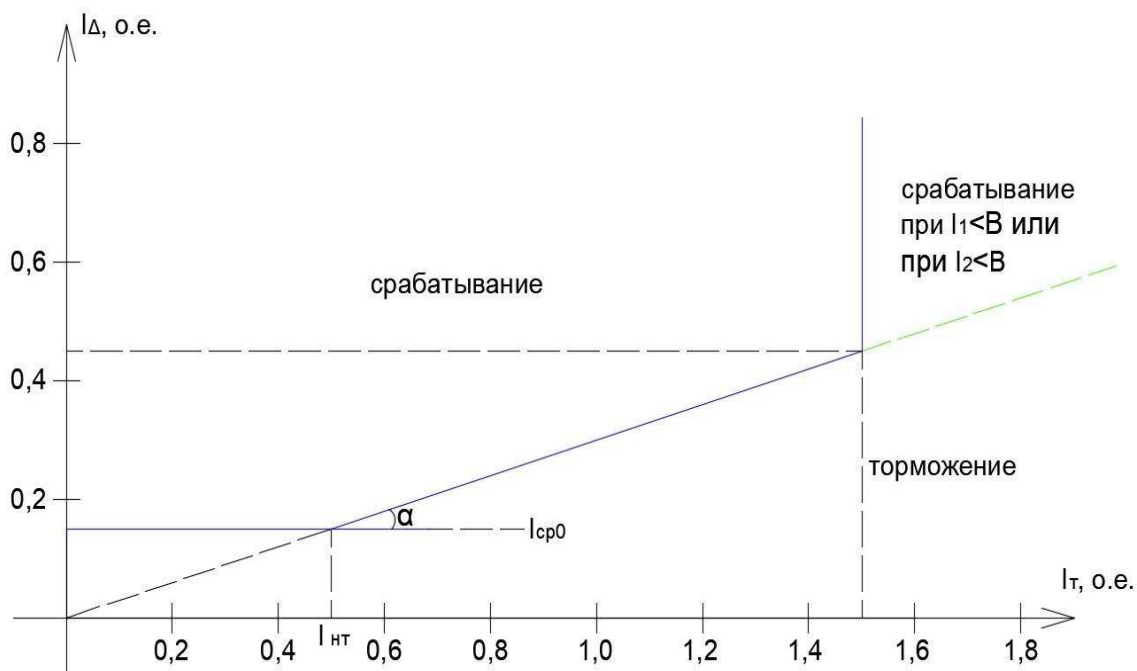


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания диф. защиты генератора

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

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

1) Первый орган – это орган U_0 , реагирующий на основную составляющую напряжения нулевой последовательности. Он защищает 85-90% витков обмотки статора со стороны фазных выводов и включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, которое измеряется 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:

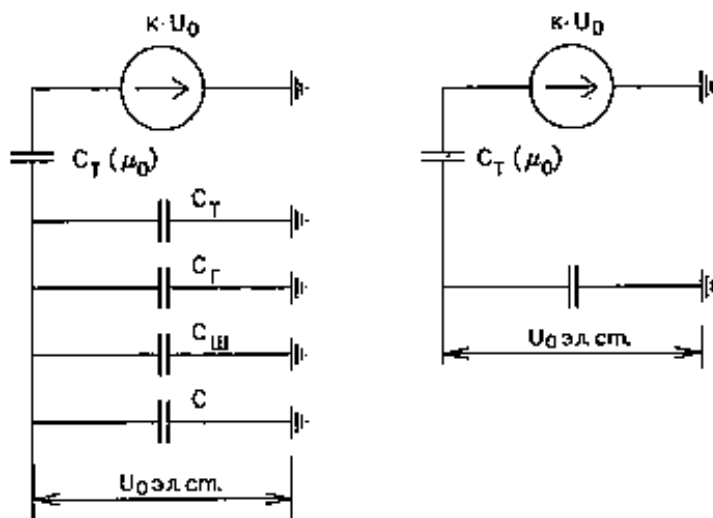


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{ Эл.ст.}}$.

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

- $C_{\text{Г}}$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
- $C_{\text{Т}}$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
- $C_{\text{Ш}}$ – емкость шиннопровода по отношению к земле;
- $C_{\text{ВГ}}$ – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{III} + C_{B\Gamma} = 0,0073 + 0,29 + 0,008 + 0,26 = 0,57 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}. \quad (5.16)$$

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ}, \quad (5.17)$$

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

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 22130 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,57} = 172 \text{ В}, \quad (5.18)$$

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, мкФ.

Суммарный емкостный ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,57 = 3,251 \text{ А}. \quad (5.19)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{тн}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}, \quad (5.20)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата;

$n_{\text{тн}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 172}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}};$$

$$U_{\text{ср}} \geq 4,5 \text{ В}.$$

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и

выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей 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. Данный орган защищает около 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Уставка для органа U_{03} выбирается по коэффициенту торможения K_T регулируется от 1 до 3.

В данном случае K_T принимаем равным 1,1. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от K_T будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T+2} = \frac{1}{1,1+2} = 0,3125. \quad (5.21)$$

Из выражения 4.14 видно, что орган U_{03} при K_T равном 1,2 работает селективно и защищает 32,26 % 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:

$$U_{ср2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.22)$$

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:

$$U_{ср1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}. \quad (5.23)$$

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.24)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;
 I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

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

где $A=30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем;
Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной:

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07; I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H.$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{пуск}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 700$ с.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,207, \quad (5.26)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;
 t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,207}{1,2} = 0,17; \quad (5.27)$$

где K_H – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = I_{*2\text{пуск}} \cdot I_H = 0,17 \cdot 4,76 = 0,82 \text{ А}. \quad (5.28)$$

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1038 \text{ с}. \quad (5.29)$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}. \quad (5.30)$$

Отсюда:

$$A_{\text{ио}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.31)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.2:

Таблица 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

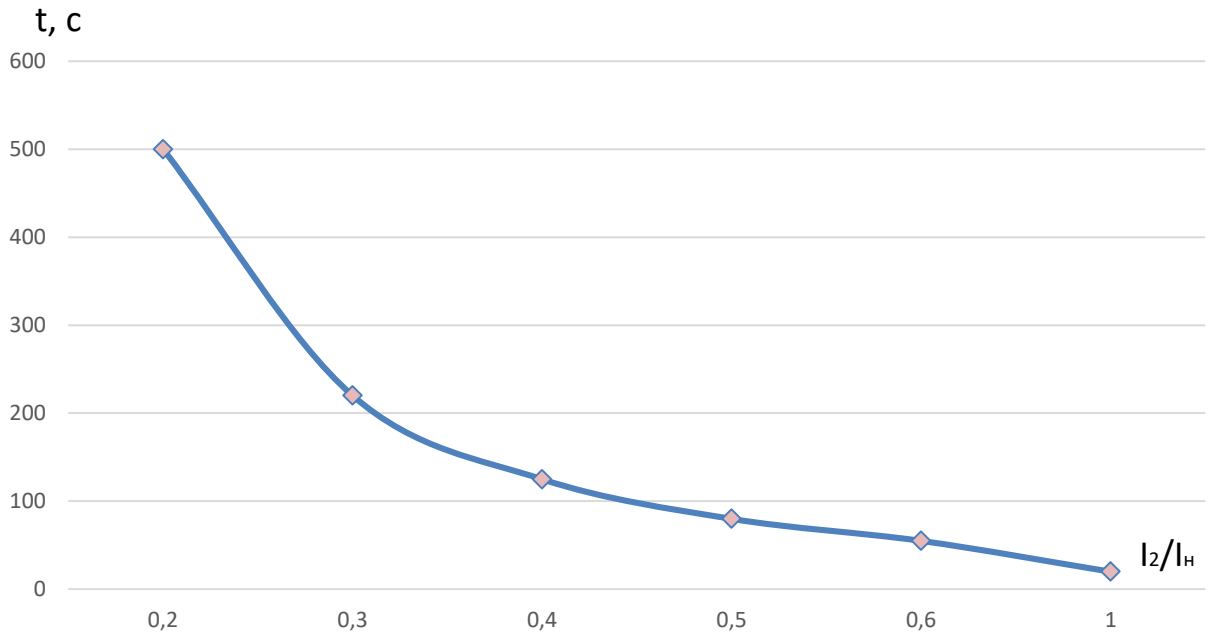


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 700 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

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

По второму условию:

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

$$x_d'' = x_d'' \cdot \frac{S_6}{S_H} \cdot k_T^2 = 0,16 \cdot \frac{100}{51} \cdot 10,5^2 = 34,58 \text{ о. е.}; \quad (5.32)$$

$$x_T' = x_T \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,87 \cdot \frac{100}{63} = 1,38 \text{ о. е.}; \quad (5.33)$$

$$I_{KA1.}^{(2)} = \frac{1}{(x_d'' + x_T + 2 \cdot x_T)} = \frac{1}{(55,1 + 55,1 + 2 \cdot 1,38)} = 0,009 \text{ о. е.}; \quad (5.34)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3}^* = 2 \cdot I_{KA1.}^{(2)} \cdot K_T = 2 \cdot 0,009 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,207 \text{ о. е.}; \quad (5.35)$$

При двухфазном к.з в конце линии:

$$I_{2C.3} \leq \frac{I_{2C.3}^*}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,207}{1,2} = 0,173 \text{ о. е.}; \quad (5.36)$$

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

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

5.4.5 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 5,049, \quad (5.37)$$

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

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{H}} = 5,24. \quad (5.38)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – 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	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	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.

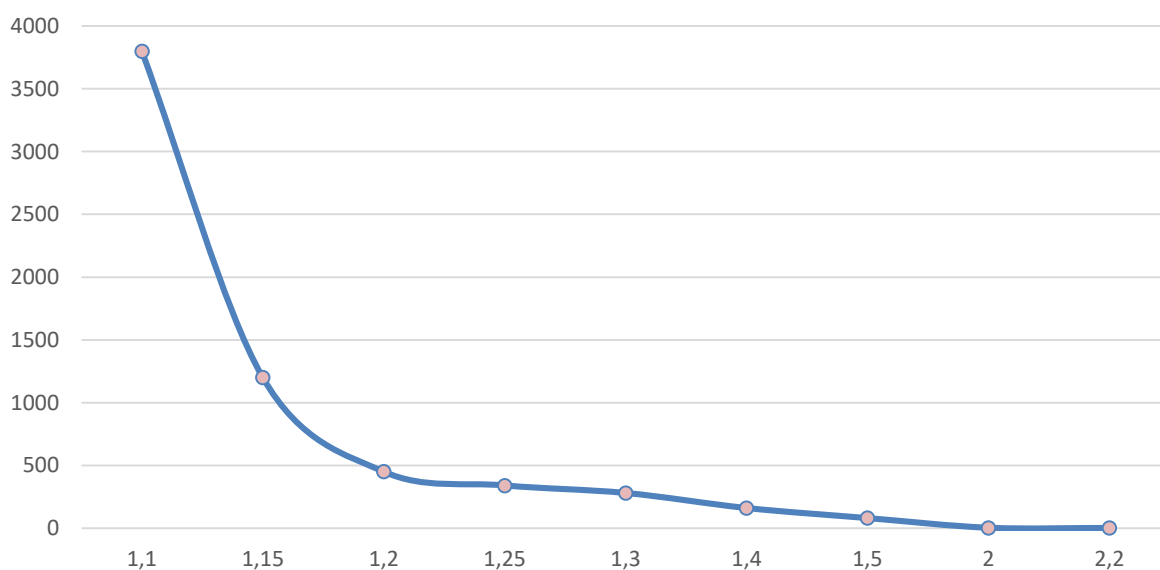


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1отс} = \frac{1,5 \cdot I_{ном}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{ном} = 7,29 \text{ А.} \quad (5.39)$$

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

$$U_{ср} = \frac{0,68 \cdot U_{ном}}{K_B \cdot n_r} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500 / 100} = 66 \text{ В.} \quad (5.40)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ :

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1л} = 0,8 \cdot 31,77 + \frac{0,8}{4} \cdot 3,74 = 26,92 \text{ Ом,} \quad (5.41)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;
 K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 115^2}{63} = 22 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{51}{63} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{51}{115^2} \cdot 3,74 = 0,07.$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,07 \cdot 2,16 = 0,151 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{нг}}} = \frac{10,5^2}{51} = 2,16 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,151 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,86 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Принимается уставка $Z_{1C3} = 0,9 \text{ Ом}$.

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, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2804} = 2,2 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

где $I_{\text{нагр}}$ - номинальный ток статора, А.

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

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.ном}} - 0,95}{I_{\text{в.х.х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,63 - 0,95}{1} = 2,31, \quad (5.47)$$

где $I_{в.х.х.}$ – ток ротора холостого хода, А;
 x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,31 \cdot I_{ном}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{*нагр.ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,31} = 0,41 \text{ о. е.}; \quad (5.48)$$

$$\cos \varphi_{нагр.ф} = \frac{\cos \varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,41. \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{нагр.ф} = 67,7^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{сзII} = \frac{Z_{*нагр.ф}}{K_H} = \frac{0,41}{1,1} = 0,34 \text{ о. е.}; \quad (5.50)$$

$$Z_{сзII} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,34 \cdot \frac{10,5^2}{51} = 0,71 \text{ Ом}. \quad (5.51)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{сзII} = \frac{Z_{сзII} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,71 \cdot 1500 / 5}{10500 / 100} = 2,02 \text{ Ом}. \quad (5.52)$$

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

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{см1} = 0,018 \text{ Ом}$, $Z_{см2} = 0,085 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

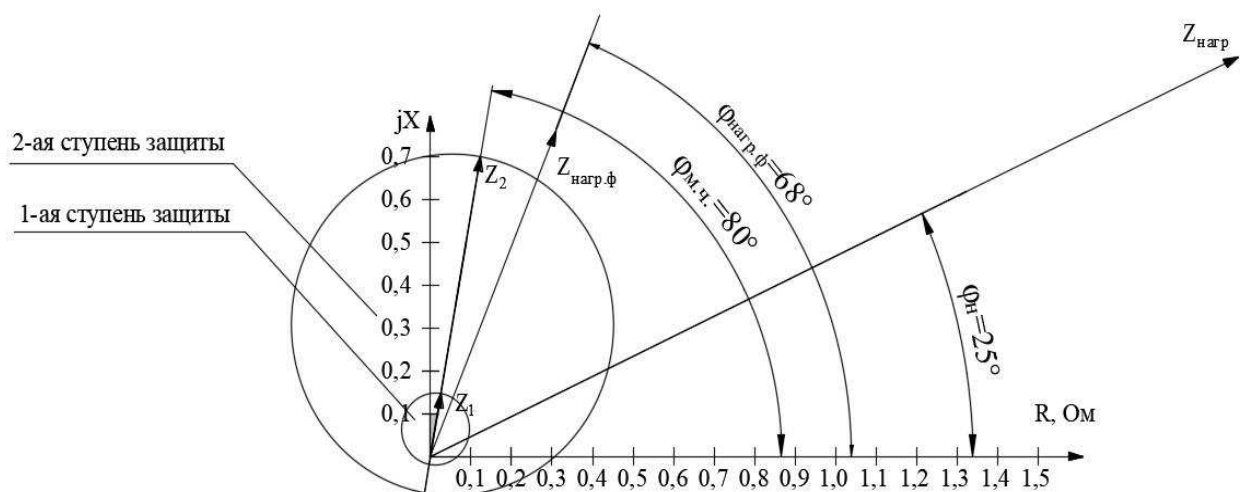


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{p \text{ сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном.р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном.р}}, \quad (5.53)$$

где $I_{\text{ном.р}}$ – номинальный ток ротора.

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

$$I_{p \text{ пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ном.р}}. \quad (5.54)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – 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	2,2
Длительность перегрузки (с)	длит-но	250	180	160	120	90	72	45	20

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

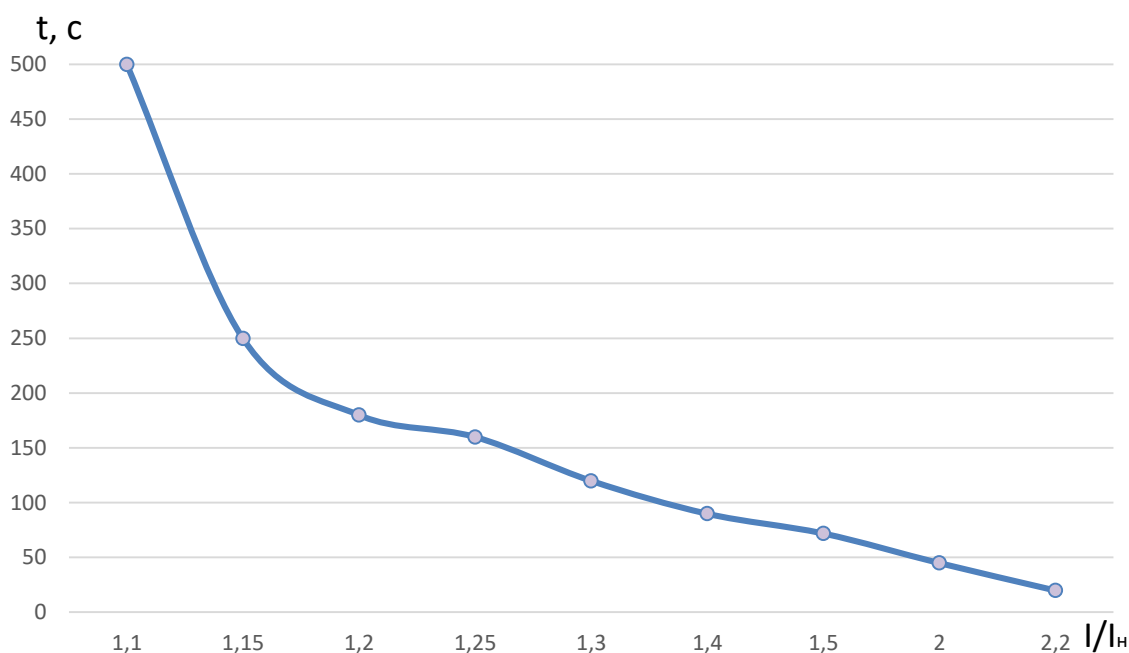


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{p \text{ пуск.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{ном.р.}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{ном.р.}} \quad (5.55)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока «генератор-трансформатор» было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней мощности «217 0101» производства «ЭКРА».

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,61 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка нач. торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_H$	2,06 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,20 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 тупень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,62 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,173 \cdot I_H$	1,28 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,42 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,54 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	6,32 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,07	0,151 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,34	0,71 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{p СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,68 А
		ПО	$I_{p ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,76 А
		Отсечка	$I_{p ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,50 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Матрица отключений

Защиты		Действие						
		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение							
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1						+
		t_2					+	
		t_3	+	+	+			
	U_{03}	+	+	+				
ЗПН	$U >$	1 ступень	t_1	+	+			
		2 ступень	t_2	+	+			
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО						+
		ИО		+	+			
		ОТС I	t_1				+	
t_2	+		+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+
		ИО		+	+			
		ОТС	t_1				+	
t_2	+		+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+	+		
		2 ступень	t_1				+	
			t_2	+	+			
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+
		ИО		+	+			
		Отсечка		+	+			

6 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1 Проектирование деривационного водоприемника

6.1.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Высота ГТС составляет 10 м на глинистом основании, мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=154\text{МВт}$) попадает в промежуток 10-300 МВт, а так же количество проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС 900 человек. На основании этих данных по СП [1] назначаем ГТС III класс.

6.1.2 Определение отметки быка

В соответствии с рекомендациями [2] об отметке верха быка, примем отметку как:

$$V_{\text{быка}} = V_{\text{НПУ}} + 2 = 591\text{м}, \quad (6.1)$$

где $V_{\text{НПУ}} = 589,00$ м;

6.1.3 Определение высоты волны

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая:

1. Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = 15,2; \quad (6.2)$$

$$\frac{gt}{V_w} = 16685, \quad (6.3)$$

где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

2. Из графика [1, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\lambda_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 13,4: \text{ параметры } \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,01 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,2;$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 16,685: \text{ параметры } \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,12 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{V_w} = 5,1.$$

Используя наименьшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,01$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,2$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = \frac{0,01 \cdot 12,7^2}{9,81} = 0,164 \text{ м}; \quad \bar{T} = \frac{1,2 \cdot 12,7}{9,81} = 1,554 \text{ с.} \quad (6.4)$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = 3,77 \text{ м.} \quad (6.5)$$

4. Вычислим условную расчетную глубину водохранилища:

$$d = \frac{V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{591 - 580,5}{2} = 8,5 \text{ м.} \quad (6.6)$$

5. Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, $3 \text{ м} > 0,5 \cdot 3,77 \text{ м}$ выполняется, следовательно, зона глубоководная.

6. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,164 \cdot 1,9 = 0,31 \text{ м,} \quad (6.7)$$

где $K_i = 1,9$ – коэффициент, определяемый по графику [2, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

6.2 Конструирование водоприемника

6.2.1 Определение ширины подошвы водоприемника

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. На первом этапе примем ширину подошвы 15,4 м.

Примем отметку подошвы плотины:

$$V_{\text{под}} = V_{\text{дна}} - 2 = 578,50 \text{ м.} \quad (6.8)$$

6.2.2 Быки

Ширина пролетов $b = 7$ м, толщину быка принимаем равной 1,75 м. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму.

Пазы для ремонтного затвора принимаем шириной 0,7 м и длиной 10 м, пазы для быстродействующего затвора принимаем шириной 0,5 м и длиной 5,5

м. Для обеспечения условий проведения ремонтных работ, пазы ремонтного затвора размещаем со стороны ВБ на расстоянии 3 м от рабочего затвора.

6.2.3 Устои

Для обеспечения плавного подхода потока к водоприемнику и защиты от размывания берегов предусматриваем 2 устоя со стороны верхнего бьефа.

6.3 Определение основных нагрузок на водоприемник

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{\text{НПУ}} = 589$ м, нижнего бьефа - $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 467,8$ м, при пропуске водохозяйственного расхода $Q_{\text{вхк}} = 16$ м³/с.

6.3.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{фо}}$ определяются в программе AutoCAD.

$$S_{\text{фо}} = 39,1 \text{ м}^2. \quad (6.9)$$

$$S_{\text{б}} = 141,5 \text{ м}^2. \quad (6.10)$$

Вес фундамента основания:

$$G_{\text{фо}} = \frac{S_{\text{фо}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}; \quad (6.11)$$

$$G_{\text{фо}} = \frac{39,1 \cdot 7 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{7 + 1,75} = 736,46 \text{ кН/м},$$

где $\gamma_{\text{б}}$ – плотность бетона;
 $S_{\text{фо}}$ – площадь поперечного сечения фундамента основания;
 b – ширина пролета = 7;
 $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка = 1,75.

Вес быка водоприемника определяется аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}; \quad (6.12)$$

$$G_{\text{б}} = \frac{141,5 \cdot 1,75 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{7 + 1,75} = 666,29 \text{ кН/м},$$

где S_6 – площадь поперечного сечения быка.

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0.055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.13)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0.5) \cdot b, \quad (6.14)$$

$$f = (\nabla\text{быка} - \nabla\text{осн} + 0,5) \cdot b = (591 - 581 + 0,5) \cdot 7 = 73,5 \text{ м}^2. \quad (6.15)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 73,5 \cdot \sqrt{73,5} \cdot 9,81 = 339,99 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta'_6}, \quad (6.16)$$

$$q_3 = \frac{339.99}{7+1.75} = 38,86 \text{ кН/м.}$$

Плечо силы веса затвора равно 8,9 м.

6.3.2 Сила гидростатического давления воды

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

Сила гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа для основного случая:

$$T_B = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2}, \quad (6.17)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{подошвы} = 589,00 - 578,50 = 11,5 \text{ м}$,
 $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

$$T_B = \frac{10 \cdot 11,5^2}{2} = 661,25 \text{ кН/м.}$$

6.3.3 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.18)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии $\gamma_H = 10 \text{ кН/м}^3$;
 h_H – толщина слоя наносов $h_H = 0.5 \text{ м}$;
 φ_H – угол внутреннего трения для наносов, $\varphi_H = 20^\circ$.

$$p_H = 10 \cdot 0.5 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) = 2,45 \text{ кПа.}$$

Равнодействующая давления наносов:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2}; \quad (6.19)$$

$$E_H = \frac{2,45 \cdot 0,5}{2} = 0,61 \text{ кН.}$$

6.3.4 Волновое давление

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

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (6.20)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1%-ной обеспеченности;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,31^2}{3,77} = 0,08 \text{ м.} \quad (6.21)$$

Параметры волн определены в п.1.

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 12,7 \cdot 0,31 \left(\frac{3,77}{3,14} + \frac{0,08}{2} \right) = 2,44 \text{ кН/м.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%}; \quad (6.22)$$

$$y_c = \frac{3,77}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,31 = 0,48 \text{ м.}$$

6.4 Расчёт устойчивости водоприемника на сдвиг

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n; \quad (6.23)$$

$$R = (G_{\text{фо}} + G_{\text{Б}} + q_3) \cdot \text{tg } \varphi + c \cdot \omega; \quad (6.24)$$

$$R = (736,46 + 666,29 + 38,86) \cdot 0,36 + 68 \cdot 15,4 = 1566,18 \text{ кН/м,}$$

где $\text{tg } \varphi = 0,36$ – величина внутреннего трения для грунта основания;

$c = 68$ кПа – величина сцепления для глины;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 15,4 \cdot 1 = 15,4 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$F = T_{\text{в}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} = 661,25 + 2,44 + 0,61 = 664,30 \text{ кН/м.} \quad (6.25)$$

Таким образом, условие на сдвиг принимает вид:

$$\frac{1566,18 \cdot 0,95}{664,30 \cdot 1} \geq 1,2,$$

$$2,2 \geq 1,2$$

После проведения расчетов и анализа полученных значений можно утверждать, что наш профиль водоприемника удовлетворяет условию устойчивости против сдвига по основанию.

6.5 Турбинный трубопровод

При выборе трассы и компоновки турбинного трубопровода придерживаемся рекомендаций, изложенных в [2], а именно:

- 1) Все места изломов оси трубопровода закрепляем в анкерных опорах;

2) Расстояние между анкерными опорами принимаем равным 160 м (на последнем участке, с расположением температурного компенсатора в середине пролета, делаем 220);

6.5.1 Расчет диаметра трубопровода

$$D_{\text{эк}} = \sqrt[7]{\frac{5,2Q^3}{H}} = \sqrt[7]{\frac{5,2 \cdot 60^3}{111}} = 3,8, \quad (6.26)$$

где Q – расход воды в трубопроводе;

H – напор в рассматриваемом сечении трубопровода.

Выбор толщины оболочки трубопровода δ производим согласно [3], а именно для диаметра трубы 3,8 м принимаем $\delta=10$ мм.

7 Охрана труда, техника безопасности, противопожарная безопасность, мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Охрана труда и техника безопасности

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии при эксплуатации оборудования и сооружений проектируемой Кубанской ГЭС-2 являются создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

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

Все работники проектируемой гидроэлектростанции должны быть ознакомлены с содержанием должностных инструкций, инструкций по эксплуатации и охране труда, должностные инструкции должны быть выданы персоналу на руки.

Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России.

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

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

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

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

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

Для обслуживающего персонала должна быть гарантирована безопасность технологических процессов и оборудования. Это должно решаться путем: проведения сертификации производственных объектов, электротехнического и энергетического оборудования на соответствие требованиям охраны труда и средств защиты, используемых в электроустановках; обеспечения безопасности при ремонте и эксплуатации оборудования, производственных зданий и сооружений, соблюдения требований по охране труда при их проектировании, строительстве, эксплуатации, реконструкции и ремонте, изложенных в соответствующих СНиП, правилах и инструкциях; и т.д.;

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

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

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

Ежегодно, с применением современных тренажеров, должно проводиться обучение персонала приемам реанимации, отработка навыков по эвакуации работников в случае появления угрозы затопления, по применению и пользованию автономных установок жизнеобеспечения, по закрытия вручную затворов на гребне плотины и дверей в безопасных (аварийно-спасательных) помещениях.

Руководством проектируемой Кубанской ГЭС-2 охрана труда должна обеспечиваться в соответствии с Трудовым кодексом РФ (ТК РФ), Гражданским кодексом РФ (ГК РФ) и Федеральным законом от 17 июля 1999 г. № 181-ФЗ "Об основах охраны труда в Российской Федерации".

Основные законодательные акты, обеспечивающие безопасные и безвредные условия труда, представлены ТК РФ.

ГК РФ устанавливает ответственность работодателей вследствие причинения вреда работнику на производстве (ст. 1064—1083), а также определяет формы и размер возмещения вреда, причиненного жизни и здоровью гражданина (ст. 1083-1101).

7.2 Противопожарная безопасность

Согласно статье 5 Федерального закона Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" - Обеспечение пожарной безопасности объектов защиты:

1. Каждый объект защиты должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности.

2. Целью создания системы обеспечения пожарной безопасности объекта защиты является предотвращение пожара, обеспечение безопасности людей и защита имущества при пожаре.

3. Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты включает в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

4. Система обеспечения пожарной безопасности объекта защиты в обязательном порядке должна содержать комплекс мероприятий, исключающих возможность превышения значений допустимого пожарного риска, установленного настоящим Федеральным законом, и направленных на предотвращение опасности причинения вреда третьим лицам в результате пожара.

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции.

Проектируемая ГЭС должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток

статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилялей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части.

Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;

- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

7.3 Охрана природы

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

В районе строительства Кубанского гидроузла II большую часть территории составляют сельскохозяйственные угодья. По берегам канала лес отсутствует. Отмечаются редкие небольшие рощи и лесополосы вдоль русла.

Основными представителями фауны являются: большой тушканчик, хорек степной, суслик, заяц-русак, лисица; жаворонок, коршун, лунь, перепел, степная куропатка.

Из животных, входящих в Красную книгу Российской Федерации, в Карачаево-Черкесской республике обитают норка европейская, лесной кот, выдра кавказская, белоголовый сип и кавказский тетерев. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Кубанского гидроузла II на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы канала на участке строительства Кубанской ГЭС-2 представлены следующими видами: карась, плотва, окунь, судак, сазан, форель и т.д.

Воздействие Кубанской ГЭС-2 на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Кубанского ГУ-2 выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно-технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.3.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Кубанского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;

2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

3. Обеспечение условия попадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться попадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 8,5км от ГЭС находится населенный пункт – с. Воровсколеская, 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 выполнение мероприятий по

не ухудшению качества воды БСК от сбросов Кубанской ГЭС-2 ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения с. Воровсколеская, в пределах промплощадок объектов Кубанской ГЭС-2 регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проект ГЭС включает в себя реализацию определенных фаз, начиная от геологических изысканий и завершая установкой оборудования. Объемы продаж электрической энергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность, МВт	76,5	153	153	153
Число часов использования установленной мощности	5 626	5 626	5 626	5 626
Выработка электроэнергии, МВт·ч	430 408	860 817	860 817	860 817
Расход электроэнергии на СН, %	1	1	1	1
Расходы электроэнергии на СН, МВт·ч	4 304	8 608	8 608	8 608
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	426 104	852 209	852 209	852 209
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1 175	1 206	1 235	1 262
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб.	500 673 141	1 027 764 780	1 052 478 858	1 075 488 517
НДС к выручке, млн. руб.	6 953 793	14 274 510	14 617 761	14 937 340

Вывод: выручка растет в связи с ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

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

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	118 926 900
Прочие расходы	493,6	75 520 800
Итого		194 447 700

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов.

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 6	0,06
От 7 до 17	0,09
От 17 до 25	0,14
Свыше 25	0,20

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	20,713
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	1,450
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт*ч	0,420
Итого		22,584

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации млн. руб.

Наименование	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления	1578,773	232,290	232,290	232,290
Расходы на страхование	411,678	421,342	415,489	409,635
Эксплуатационные затраты	97,223	194,447	194,447	194,447
Расходы на ремонт производственных фондов	52,930	54,172	53,420	52,667
Расходы на услуги регулирующих компаний	11,291	22,583	22,583	22,583
Налог на воду	2,643	6,345	6,345	6,345
Итого	2154,541	931,182	924,575	917,969

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: основные затраты идут на расходы на страхование и на амортизационные отчисления.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Кубанской ГЭС-2. 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 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн. руб.	144,611	166,738	225,485	290,122
НДС, млн. руб.	280,353	286,961	293,084	299,567
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	8,467	8,467	8,467	8,467
Налог на имущество, млн. руб.	364,006	358,895	353,785	348,675
Итого, млн. руб.	797,437	821,061	880,821	946,831

Вывод: существенный отток денежных средств, после завершения строительства будет по налогу на прибыль и налог на добавленную себестоимость (НДС).

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	227,053	233,161	239,112	244,900
Текущие расходы, млн.руб.	27,117	26,973	26,829	26,685
Прибыль до налогообложения, млн.руб.	188,581	193,671	198,630	203,453
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	39,987	41,237	42,456	43,642
НОПАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	199,936	206,188	212,282	218,214
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.2

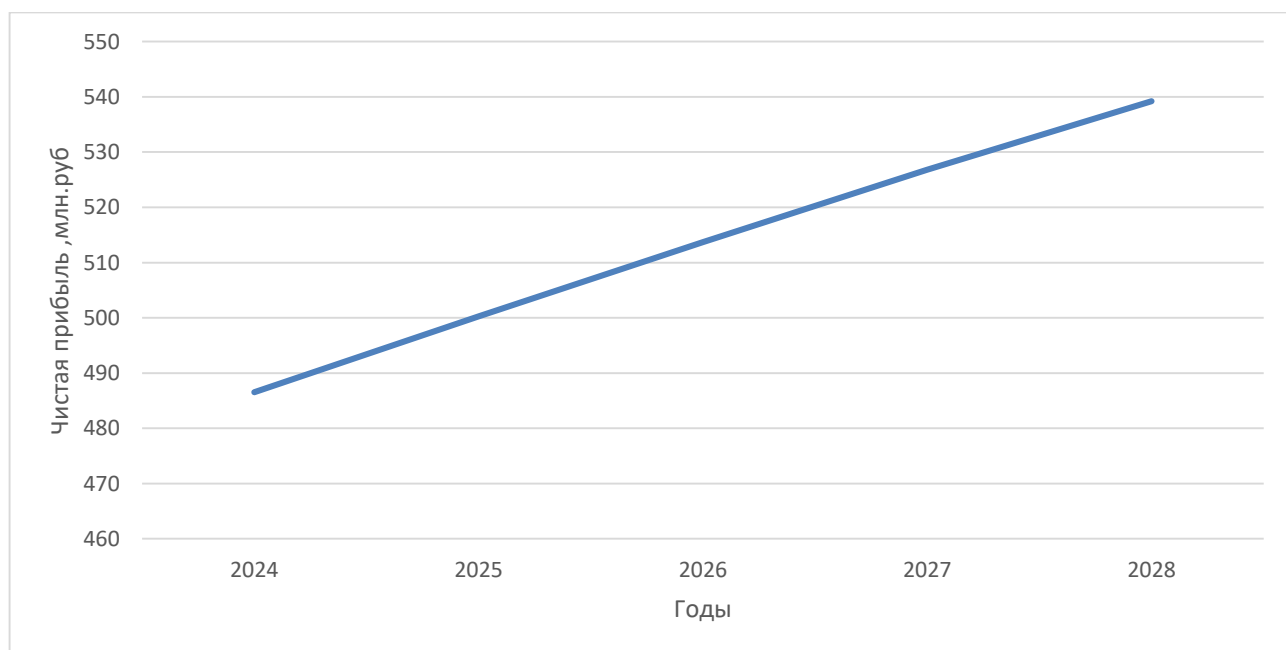


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млн. руб.

Следовательно, чистая прибыль, с каждым годом – увеличивается, из-за увеличения выдаваемой мощности ГЭС.

8.5 Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 8.3.

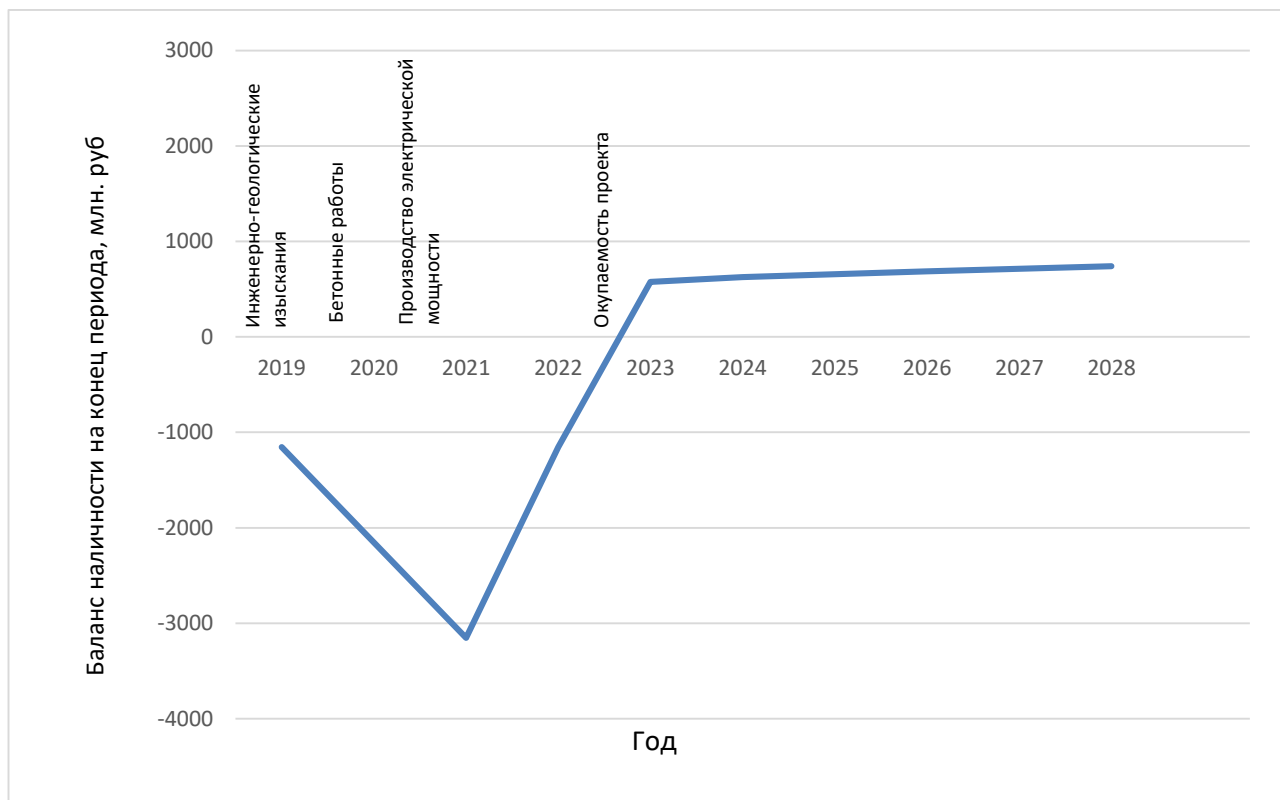


Рисунок 8.3 Динамика чистой прибыли

Вывод: До ввода агрегатов в работу проект будет приносить убытки. После ввода агрегатов начнется производство электроэнергии и мощности, и проект начнет приносить доходы. Через 52 месяца проект окупается.

8.6 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.)

8.6.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования для Кубанской ГЭС-2 составляет 30 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года.

3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.6.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Кубанской ГЭС-2 на реке Кубань»

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	52
Чистый приведенный доход – NPV, млрд. руб.	4,441
Индекс прибыльности - PI	1,21
Себестоимость руб./кВт·ч	0,39
Удельные капиталовложения, руб./кВт	85114,38

Вывод: Полученная величина себестоимости на электроэнергию Кубанской ГЭС-2 0,39 руб./кВт·ч ниже предписанного Едиными Сценарными Условиями ОАО «РусГидро», что свидетельствует об эффективности инвестиций в строительство ГЭС;

8.6.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Год	2024	2025	2026	2027	2028
В Федеральный бюджет, млн. руб.	238,656	245,299	241,443	237,587	233,730
В Федеральный бюджет, млн. руб.	242,358	249,254	253,257	241,691	237,813
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	481,014	494,553	494,700	479,278	471,543

9 Собственные нужды ГЭС, особенности схем исполнения, требования к надёжности энергоснабжения ответственных потребителей технологических систем

В соответствии с СТО 17330282.27.140.020-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования», а так же СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Норма технологического проектирования» собственными нуждами (СН) гидроэлектростанции называют совокупность вспомогательных устройств и относящейся к ним электрической части, обеспечивающая работу электростанции, в том числе нормальную работу основного гидротурбинного, механического и электротехнического оборудования, а также создающие экологическую обстановку для нормальной работы персонала и оборудования.

Схемы собственных нужд переменного тока ГЭС должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах. Электрическая схема собственных нужд может выполняться либо с одним напряжением - 0,4 кВ, либо с двумя напряжениями - 0,4 и 6(10) кВ. Необходимость напряжения 6(10) кВ определяется общей величиной и единичной мощностью потребителей СН, наличием электроприемников на напряжение 6(10) кВ, удаленностью потребителей и их структурой. Как правило, вариант с двумя напряжениями является предпочтительным, использование одного напряжения 0,4 кВ допустимо только для ГЭС небольшой мощности. Для Кубанской ГЭС-2 выбираем схему с 2-мя напряжениями 0,4 и 6 кВ.

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания, что было сделано посредством резервирования дизель-генераторной установкой КРУ Р2

На ГЭС количество трансформаторов СН должно быть, как правило, три, чтобы при выводе одного из трансформаторов СН в ремонт сохранялось условие необходимости двух независимых источников питания СН. Данное условие было также соблюдено.

В качестве независимых источников питания СН могут приниматься:

- Обмотка низшего напряжения повышающего (блочного) трансформатора при наличии генераторного выключателя и режима постоянного включения повышающего трансформатора со стороны ВН.

- Гидрогенератор.

- Обмотка низшего напряжения автотрансформаторов связи распределительных устройств повышенных напряжений.

- Шины распределительных устройств 35-220 кВ.

- Дизель-генератор.

- Подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой.

На электростанциях, на которых все генераторы включены по схеме блоков генератор-трансформатор, питание собственных нужд должно осуществляться путем устройства ответвлений от блока с установкой в цепях этих ответвлений трансформаторов СН.

Согласно стандарту, размещаем ответвление к СН между выключателем и трансформатором

Использование обмотки низшего напряжения автотрансформаторов связи в качестве источников резервного питания собственных нужд допускается, если обеспечиваются:

- допустимые колебания напряжения на шинах распределительных устройств СН при регулировании напряжения автотрансформатора, в противном случае необходима дополнительная установка регулировочного трансформатора;

- допустимое по условию самозапуска электродвигателей суммарное реактивное сопротивление автотрансформатора, трансформатора собственных нужд и регулировочного трансформатора.

На проектируемой ГЭС автотрансформаторы связи не предусмотрены.

Для электроприемников СН особой группы ответственности и электроприемников систем жизнеобеспечения станции, работа которых позволяет осуществлять безопасную эксплуатацию гидротехнических сооружений и обеспечивать сохранность дорогостоящего оборудования в условиях потери основных источников электроснабжения систем СН, должны предусматриваться автономные независимые источники – дизель-генераторы.

К электроприемникам особой группы ответственности относятся:

- механизмы управления затворов водосбросов и аварийно-ремонтных затворов водоприемника;

- механизмы управления предтурбинных аварийных (аварийно-ремонтных) затворов;

- механизмы управления затворами со стороны нижнего бьефа;

- шкафы управления оперативным током (ШУОТ) с подзарядными агрегатами для питания цепей управления механизмов основных и аварийных затворов водоприемников и водосбросов. ШУОТ должны устанавливаться в незатапливаемых помещениях на отметке гребня плотины. В аварийных условиях потери основных источников электроснабжения систем СН шкафы ШУОТ должны автоматически переключаться на питание от ДЭС;

- эвакуационное освещение;

- зарядные устройства аккумуляторных батарей;

- агрегаты бесперебойного питания систем оборудования связи, телемеханики, АСУ ТП, видеонаблюдения и др. систем безопасности;

- пожарные насосы и оборудование системы автоматического пожаротушения (пожарные задвижки, огнезащитные клапаны) и пожарной сигнализации;

- вентсистемы дымоподавления.

На проектируемой ГЭС щиты ОСН при аварийных ситуациях дополнительно имеют возможность питания от ДГУ.

Распределение электроэнергии от источников питания на напряжении 6(10) кВ производится с помощью комплектных распределительных устройств (КРУ), располагаемых в не затапливаемой части ГЭС. КРУ, как правило,

выполняется с одной секционированной выключателем на две секции системой шин с устройством АВР. Каждая секция питается от независимого источника питания.

КРУ представляют собой конструкцию, состоящую из отдельных металлических шкафов, соединенных между собой с помощью болтовых соединений. В шкафах устанавливается аппаратура высокого напряжения, а также приборы вторичной коммутации и вспомогательные устройства.

Выключатели 6 кВ согласно стандарту выбраны вакуумного исполнения. Отсек сборных шин должен быть отделен перегородкой с проходными изоляторами. В этом отсеке должны быть размещены сборные шины, закрепленные на проходных изоляторах, и ответвления от сборных шин.

Шкафы КРУ должны быть оборудованы стационарными заземляющими ножами.

Блоки управления и защиты должны выполняться с применением микроэлектронной и микропроцессорной элементной базы.

КРУ должны быть оснащены устройствами РЗА, обеспечивающими:

- электрические защиты для всех присоединений;
- измерение электрических параметров тока, напряжения и учета электроэнергии;
- управление (местное и/или дистанционное на всех присоединениях - определяется при конкретном проектировании);
- устройство АВР однократного действия на секционном выключателе;
- земляную защиту минимального напряжения на шинах; дуговую защиту; логическую защиту шин;
- световую сигнализацию положения выключателей, включая вызывную расшифровывающую сигнализацию.

Указанные средства РЗА должны обеспечивать передачу информации в АСУТП ГЭС.

Срок службы КРУ должен быть не менее 25 лет.

КРУ должно быть предназначено для работы без постоянного обслуживающего персонала.

КРУ должно быть ремонтнопригодным, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

В шкафах КРУ должны быть предусмотрены следующие блокировки:

- а) блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;
- б) блокировка между разъединителем и ножами заземления, не допускающая включение разъединителей при включенных ножах заземления либо включение ножей заземления при включенных разъединителях;
- в) блокировка, не допускающая перемещений выдвижного элемента из рабочего положения в контрольное (разобщенное), а также из контрольного положения в рабочее при включенном положении установленного на выдвижном элементе коммутационного аппарата;

г) блокировка, не допускающая включения коммутационного аппарата, установленного на выдвижном элементе, при положении выдвижного элемента в промежутке между рабочим и контрольным положениями;

д) блокировка, не допускающая перемещения выдвижного элемента из контрольного в рабочее положение при включенных ножах заземляющего разъединителя;

е) блокировка стационарных разъединителей с дверьми или сетчатыми ограждениями, выполненными в виде дверей, не допускающая открывания дверей при включенных разъединителях;

Конструкция шкафов КРУ должна обеспечивать безопасность работ в отсеке выключателя и кабельном отсеке (в том числе работ по присоединению и отсоединению кабелей) при наличии напряжения на сборных шинах КРУ.

Распределение электроэнергии на напряжении 0,4 кВ организуется, как правило, с помощью комплектных трансформаторных подстанций 6(10)/0,4 кВ (КТП СН), располагаемых в не затопляемой части ГЭС. Понижающие трансформаторы КТП подключаются к различным секциям КРУ 6(10) кВ или к другим независимым источникам питания. Распределительные устройства 0,4 кВ указанных КТП СН выполняются секционированными с АВР или без него. Питание электроприемников 0,4 кВ осуществляется или непосредственно от КТП СН, или от вторичных распределительных устройств 0,4 кВ (сборки, шкафы и др.) в зависимости от мощности электроприемников и требований к надежности их питания.

На шинах собственных нужд электростанции напряжение должно поддерживаться в пределах 100-105 % номинального. При необходимости допускается работа электродвигателей при напряжении 90-110 % номинального с сохранением их номинальной мощности.

При изменении частоты питающей сети в пределах $\pm 2,5$ % номинального значения допускается работа электродвигателей с номинальной мощностью.

Номинальная мощность электродвигателей должна сохраняться при одновременном отклонении напряжения до $\pm 10\%$ и частоты до $\pm 2,5$ % номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой или с пониженным напряжением и повышенной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 10 %.

Сеть 0,4 кВ выполняется с глухозаземленной нейтралью. Для защиты персонала питание электроприемников должно выполняться от сети 380/220В с системой заземления TN-S или TN-C-S. Система TN-C-S допустима при сечениях фазных жил кабеля не менее 10 кв. мм для медных жил и 16 кв. мм для алюминиевых жил (для участков схемы от главного распределительного щита до вторичных сборок).

КТП внутренней установки должны состоять из силовых сухих трансформаторов, распределительного устройства (РУ) 0,4 кВ и шинных мостов. В исключительных случаях (в зависимости от схемы подключения КТП к сети 6(10) кВ) в состав КТП должен входить вводной шкаф с выключателем 6(10) кВ.

Блоки управления и защиты должны выполняться с применением современных средств РЗА.

КТП должны быть оснащены устройствами РЗА, обеспечивающими:

- измерение электрических параметров тока напряжения и учета электроэнергии;

- управление (местное и/или дистанционное на вводах и секционном автомате - определяется при конкретном проектировании);

- устройство АВР однократного действия на секционном автомате;

- защиту от однофазных замыканий на землю в сети 0,4 кВ;

- световую сигнализацию положения выключателей и автоматов, включая вызывную расшифровывающую сигнализацию.

Указанные средства РЗА должны обеспечивать передачу информации в АСУТП ГЭС.

Конструктивно шкафы РУ 0,4 кВ должны быть выполнены в виде шкафов двухстороннего обслуживания с выдвижными аппаратами (автоматическими выключателями), а также со стационарно установленной аппаратурой в отсеках шкафов. Для транспортировки автоматов массой более 30 кг в комплект поставки КТП должна включаться тележка.

Срок службы подстанции должен быть не менее 25 лет при условии замены аппаратов, срок службы которых менее 25 лет.

КТП должна быть предназначена для работы без постоянного обслуживающего персонала.

КТП должна быть ремонтпригодна, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

При выдвижении автомата сначала должны размыкаться токоведущие цепи, а затем цепи заземления. При движении автомата в обратном направлении должна обеспечиваться обратная последовательность включения цепи. Конструкция автоматов выдвижного исполнения должна обеспечивать их фиксацию в рабочем и контрольном положениях и иметь блокировку, не позволяющую вкатывать или выкатывать автомат во включенном положении.

Электроснабжение потребителей СН, перерыв питания которых может привести к отказу в работе оборудования и систем, выполняющих защитные функции (пожарные насосы, системы вентиляции путей эвакуации, насосы откачки воды из проточной части гидротурбин и т.п.), к снижению нагрузки ГЭС, отключению или повреждению основного оборудования или к другим нарушениям технологического процесса производства и выдачи электроэнергии предусматривается от распределительных устройств, имеющих автоматическое резервирование питания. Взаимно резервирующие потребители (например, двигатели МНУ) должны присоединяться к разным распределительным устройствам или секциям, питающимся от независимых источников. Перерыв электроснабжения указанных потребителей при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для потребителей, не допускающих даже кратковременного перерыва питания (потребители АСУТП, связи), должны применяться агрегаты бесперебойного питания (АБП), резервное питание которых осуществляется от сети СН ГЭС постоянного тока (от аккумуляторной батареи).

Электроснабжение оборудования и систем, обеспечивающих нормальные параметры и условия функционирования технологического оборудования и сооружений (вентиляция, отопление, дренажные насосы, освещение), предусматривается от распределительных устройств с автоматическим резервированием питания или без него в зависимости от допустимого времени перерыва питания.

Электроснабжение потребителей, связанных с обеспечением хозяйственных и ремонтных служб (ремонтные мастерские, лаборатории, хозяйственное водоснабжение и т.п.), осуществляется от распределительных устройств без резервирования питания.

В качестве защитных аппаратов в цепях 0,4 кВ линий питания вторичных распределительных устройств и электродвигателей, а также в сетях освещения должны применяться автоматические выключатели (автоматы). Автоматы, предназначенные для защиты линий, питающих вторичные распределительные устройства, должны быть селективными, а автоматы, предназначенные для защиты электродвигателей, - быстродействующими. Автоматические выключатели, предназначенные для защиты сетей и электрооборудования СН, а также ошиновка распределительных устройств СН должны удовлетворять номинальному напряжению сети, номинальному току цепи, термической и динамической стойкости при коротких замыканиях. Кроме того, к аппаратам защиты предъявляются следующие требования: достаточная чувствительность к многофазным и однофазным коротким замыканиям, надежное отключение предельных токов короткого замыкания, которые могут возникнуть в данной цепи, обеспечение селективной работы защитных аппаратов с ниже- и вышестоящими защитными аппаратами. Кроме того, в отдельных редких случаях в цепях потребителей, подверженных перегрузкам, аппараты защиты должны обеспечивать защиту от перегрузки. При этом, не должно быть отключения цепи при кратковременных перегрузках, связанных с пуском и самозапуском электродвигателей.

Схема СН должна обеспечивать самозапуск электродвигателей ответственных механизмов после отключения одного из трансформаторов и работы АВР.

Трансформаторы наружной установки, питающие КРУ 6(10) кВ от источников питания СН должны быть масляными с естественной циркуляцией воздуха и масла (условное обозначение вида системы охлаждения М или ONAN) или с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (Д или ONAF). Указанные трансформаторы, как правило, должны быть обеспечены РПН.

Трансформаторы, питающие КТП или другие низковольтные щиты с низшим напряжением 0,4 кВ, устанавливаемые внутри помещений, должны

быть, как правило, сухими (С или AN), а трансформаторы наружной установки - масляными с естественной циркуляцией воздуха и масла (М или ONAN).

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной электрической схемы ГЭС, а также приводов постоянного тока, преобразовательных агрегатов бесперебойного питания (АБП), средств диспетчерского управления и связи, начального возбуждения генераторов, пожарной сигнализации и аварийного освещения для эвакуации на ГЭС предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

На ГЭС мощностью менее 500 МВт с ОРУ(ЗРУ) 110-330 кВ, расположенными в непосредственной близости от здания станции, как правило, устанавливается одна аккумуляторная батарея. При больших расстояниях между зданием станции и ОРУ(ЗРУ), когда не обеспечиваются допустимые напряжения на электроприемниках постоянного тока, устанавливаются две аккумуляторные батареи: одна - в здании ГЭС, вторая - в корпусе управления ОРУ(ЗРУ) без взаимного резервирования.

На ГЭС мощностью более 500 МВт с ОРУ(ЗРУ) 110-330 кВ независимо от взаимного расположения станции и ОРУ(ЗРУ) устанавливаются, как минимум, две аккумуляторные батареи. Место их установки и целесообразность взаимного резервирования определяются проектом.

На ГЭС любой мощности с ОРУ (ЗРУ) 500 кВ и выше, расположенным в непосредственной близости от здания станции, устанавливаются две аккумуляторные батареи. При больших расстояниях от ОРУ(ЗРУ) до здания станции на ОРУ(ЗРУ) 500 кВ и выше устанавливаются две аккумуляторные батареи, а в здании станции - в зависимости от мощности станции: при мощности менее 500 МВт - одна, а при мощности более 500 МВт - две аккумуляторные батареи.

Т.к. проектируемая ГЭС имеет мощность 138 МВт, а также ОРУ напряжением 110 кВ, которая располагается в непосредственной близости от здания ГЭС, устанавливаем одну АКБ.

Емкость аккумуляторной батареи должна выбираться по длительной нагрузке и по нагрузке аварийного разряда, которая в условиях ГЭС принимается в течение 30 минут. Эта емкость должна быть проверена по уровню напряжения на наиболее удаленных от аккумуляторной батареи шинах постоянного тока при совпадении суммарной толчковой нагрузки (сумма токов приводов одновременно отключаемых или включаемых выключателей) и длительной нагрузки в конце получасового аварийного разряда. Величина этого напряжения должна быть не менее 90% номинального напряжения сети постоянного тока.

Аккумуляторные батареи должны устанавливаться в специально предназначенных для них помещениях. Допускается установка в одном помещении нескольких батарей.

Аккумуляторные батареи рекомендуется устанавливать в не затопливаемых помещениях и по возможности с естественным освещением.

При установке закрытых или герметизированных аккумуляторов должна предусматриваться механическая (принудительная) приточно-вытяжная вентиляция, рассчитанная на предотвращение взрывоопасной концентрации смеси водорода с воздухом в помещении, и естественная вентиляция в объеме однократного воздухообмена. Оборудование вытяжной вентиляционной установки и светильники должны предусматривать взрывозащищенное исполнение.

Температура воздуха в помещениях аккумуляторных батарей по условию их оптимальной работоспособности рекомендуется $+ 20^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$.

Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. В качестве зарядно-подзарядных устройств должны приниматься автоматические выпрямительные устройства на базе статических преобразователей трехфазного переменного напряжения в постоянное. Напряжение подзаряда должно соответствовать типу и параметрам аккумуляторной батареи. Подзарядная установка должна обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах постоянного тока с отклонениями, не превышающими 1% номинального напряжения. Мощность и напряжение выпрямительных устройств должны быть достаточными для заряда аккумуляторной батареи до емкости, равной 90% номинальной, в течение не более 8 часов (после предшествующего получасового разряда батареи). Для заряда аккумуляторных батарей должна предусматриваться возможность параллельной работы двух зарядно-подзарядных устройств.

Аккумуляторные батареи должны подключаться к щиту постоянного тока. На щите предусматриваются две секции шин, соединяемые секционным рубильником. При наличии двух аккумуляторных батарей каждая из них с помощью селективных автоматических выключателей присоединяется к одной из секций шин щита постоянного тока. К каждой из секций также подключаются зарядно-подзарядные устройства. При наличии одной аккумуляторной батареи, она подключается через развилку из двух селективных автоматических выключателей, включаемых каждый на свою секцию шин щита постоянного тока, а зарядно-подзарядные устройства (которых, как правило, два) - к каждой из секций щита. К этим же секциям подключаются линии, отходящие к потребителям постоянного тока.

На каждой секции щита постоянного тока должно быть предусмотрено современное устройство контроля изоляции, имеющее цифровой выход в АСУТП верхнего уровня. На отходящих линиях щита постоянного тока должны быть предусмотрены устройства автоматического обнаружения замыкания на землю. Контроль напряжений на шинах секций щита постоянного тока, контроль тока заряда и подзаряда аккумуляторных батарей должен быть выполнен на современных цифровых приборах, имеющих выход в АСУТП верхнего уровня. Щит постоянного тока собирается, как правило, из отдельных панелей с задней дверью. В верхней части панелей располагаются секции шин. Аппаратура первичной коммутации располагается на фасадной стороне панелей. Аппаратура

первичной коммутации должна быть устойчивой к коротким замыканиям в сети постоянного тока.

Аппаратура вторичной коммутации располагается на боковых стенах панелей. Соединение панелей между собой осуществляется с помощью болтовых соединений.

Срок службы панелей должен быть не менее 25 лет при условии замены аппаратов, срок службы которых менее 25 лет.

Щит должен быть предназначен для работы без постоянного обслуживающего персонала.

Щит должен быть ремонтнопригоден, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

Допустимый уровень напряжения на шинах, в соответствии с ПТЭ, аккумуляторной батареи во всех режимах должен составлять 198-242 В.

Схема собственных нужд постоянного тока приведена в приложении В.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектируемая Кубанская ГЭС – 2 станет еще одним кирпичиком для продолжения освоения Большого Ставропольского канала. Не стоит забывать, что она проектируется как самая мощная в каскаде. Проектируемая ГЭС

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Кубанского гидроузла на реке Кубань, являющимся сооружением III класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 138 МВт и среднесуточная выработка 424,2 млн. Квт·ч.

Было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 120,8 м;
- расчетный – 115,3 м;
- минимальный – 111,3 м.

При выборе турбин рассматривалось несколько вариантов, среди которых были ПЛД140 с $D1=2,80$ м и РО170а-В с $D1=2,50$ м. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с тремя гидротурбинами РО170а-В с $D1=2,50$.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был подобран серийный гидрогенератор ВГС-525/150-20 с номинальной активной мощностью 46 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 единичных блока, 4 отходящих воздушных линий) ОРУ 110 кВ – "две секции шин с обходной". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы: ТДЦ–63000/110, трансформаторы общестанционных собственных нужд: ТСЗ-400/10/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 95/16.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ. Компоновка гидроузла была принята деривационная, без водосливной части.

В состав сооружений входят:

- напорный водоприемник;
- станционная часть;
- напорный трубопровод.

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 расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 52 месяца;
- себестоимость – 0,39 руб/кВт·ч;

– удельные капиталовложения – 85114,38 руб./кВт.

Таким образом, строительство Кубанской ГЭС-2 в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
2. Сооружения деривационной ГЭС (выбор основных параметров и их расчет) : учеб. пособие / М.И. Базальников, С.В. Евдокимов, А.А. Орлова.
3. МУ 34-747-76 Указания по проектированию стальных трубопроводов гидротехнических сооружений;
4. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва: Стандартинформ, 2008. – 8 с.
8. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб.и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
9. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
10. Прошин, А. С. Монтажные краны электростанций: учебное пособие для вузов / А. С. Прошин. – Изд. 2-е, перераб.и доп. – Москва: Машиностроение, 1973. – 248 с.
11. 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.
12. 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.
13. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
14. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 110кВ»

[Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>

15. Кузнецов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Кузнецов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск: СФУ, 2007. – 232 с.

16. 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.

17. Каталог «Трансформаторы ТСЗФ, ТСЗ, ТСЗФС, ТСЗС, ТСЗУ трехфазные сухие, в т.ч. повышенной пожаробезопасности, класса напряжения 6 - 20 кВ, в т.ч для собственных нужд подстанций» [Электронный ресурс] // Компания «Электрозавод». – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>.

18. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // ЗАО группа компаний «ЭлектроЩит». – Режим доступа: <http://www.electroshield.ru>.

19. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.

20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru>.

21. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su>.

22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.

23. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике: учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.

24. 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.

25. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.

26. Об утверждении Положения о СУОТ [Электронный ресурс]: распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

27. ПОТР М-016-2013 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: от 24.07.2013 N 328н // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

28. РД 153.-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [Электронный ресурс] : от 21.12.99 N 20/2-3/3806

// Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс] : федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

30. Об отходах производства и потребления [Электронный ресурс]: федер. закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

31. О животном мире [Электронный ресурс]: федер. закон от 13.12.1996 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

32. Об особо охраняемых природных территориях [Электронный ресурс]: федер. закон от 14.03.1995 N 33-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

33. О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения [Электронный ресурс]: федер. закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

34. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

35. Об экологической экспертизе [Электронный ресурс]: федер.закон от 16.05.2008 N 75-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

36. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

37. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

38. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

39. Каталог «Оборудование воздушных линий 110 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Ряд гидрологических наблюдений за рекой Кубань за период 1949-1998 гг.

Расходы в метрах кубических в секунду

	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	1949	34	49	50	71	83	101	78	56	34	28	31	39
2	1950	18	20	63	62	80	120	95	61	40	39	17	34
3	1951	27	36	47	52	69	97	87	68	48	31	27	38
4	1952	32	37	49	56	95	107	83	59	41	45	26	38
5	1953	25	35	45	47	61	103	77	50	29	12	12	32
6	1954	16	21	26	43	54	95	70	51	30	12	16	35
7	1955	34	36	47	50	59	95	79	56	38	38	37	38
8	1956	44	45	49	53	67	97	57	59	40	24	19	37
9	1957	31	36	53	66	72	107	78	56	37	24	32	37
10	1958	26	36	57	62	65	250	76	53	33	29	26	33
11	1959	29	36	46	50	78	107	81	61	39	37	30	35
12	1960	34	39	48	49	58	99	82	56	40	25	18	35
13	1961	33	37	50	53	56	78	75	67	41	38	34	38
14	1962	31	44	46	51	63	89	79	48	33	26	15	34
15	1963	33	37	54	67	80	90	88	61	40	31	23	37
16	1964	28	36	46	49	124	78	73	57	34	20	18	35
17	1965	21	35	44	53	111	108	94	60	41	24	20	30
18	1966	37	40	47	60	70	104	85	57	43	40	43	36
19	1967	34	37	48	53	71	107	83	64	41	42	40	38
20	1968	34	48	46	56	67	94	80	57	36	42	33	40
21	1969	38	47	51	69	158	132	107	80	40	56	47	46
22	1970	31	35	44	59	181	229	91	64	45	42	50	37
23	1971	36	37	46	61	73	85	61	53	35	23	43	38
24	1972	12	21	29	89	99	89	82	59	35	34	32	36
25	1973	27	36	48	51	60	82	77	59	44	45	57	36
26	1974	19	21	30	35	84	93	55	54	36	32	23	34
27	1975	33	36	48	62	134	150	86	62	37	29	42	40
28	1976	29	35	55	66	131	112	62	58	43	37	64	33
29	1977	34	37	47	51	129	92	83	59	40	33	18	60
30	1978	34	17	59	63	131	138	99	45	43	33	30	38
31	1979	34	37	46	55	113	121	79	52	33	22	36	40
32	1980	42	38	48	52	118	128	86	75	43	46	30	28
33	1981	21	25	50	89	118	266	93	67	49	47	43	42
34	1982	19	32	51	93	132	113	91	61	41	45	58	39
35	1983	46	37	54	81	112	111	86	59	29	27	22	36
36	1984	39	38	56	54	88	104	91	60	44	36	38	38
37	1985	36	37	43	49	87	114	65	64	43	36	31	37
38	1986	32	36	47	73	75	127	88	60	40	31	27	34

Продолжение таблицы А.1

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
39	1987	28	29	53	60	91	94	73	49	31	22	10	37
40	1988	32	37	49	84	85	102	91	63	42	41	35	36
41	1989	33	37	47	69	78	79	68	59	34	23	33	35
42	1990	34	35	47	75	84	95	82	54	35	33	48	47
43	1991	33	37	47	70	113	116	76	59	39	35	27	38
44	1992	32	34	26	78	95	106	85	60	37	38	22	37
45	1993	30	30	42	47	58	73	83	61	41	32	15	34
46	1994	32	36	44	41	115	122	56	52	22	18	23	38
47	1995	32	37	48	53	105	107	77	73	45	27	32	33
48	1996	43	44	51	67	132	137	98	62	48	51	30	45
49	1997	41	38	49	79	90	92	91	75	51	45	56	38
50	1998	34	43	59	67	69	85	93	68	45	36	36	37

Таблица А.2 – Координаты кривых связей нижнего бьефа

Zнб,м	Q лета, м ³ /с	Q зимы, м ³ /с
463	0	0
464	7,5	6
465	17,5	14
466	32,5	26
466,5	41	32,8
467	52,5	42
467,5	70	56
468	180	144

Таблица А.3 – Координаты кривой связи верхнего бьефа

Zвб,м	V, км ³
580,5	0,00
583,0	0,16
585,0	0,38
587,0	0,72
587,5	0,85
588,2	1,00
589,3	1,35
590,0	1,61
591,0	2,00

Таблица А.4 – Данные для построения ИКН

Рранжир, Вт	ΔP, Мвт	Δt, ч	ΔЭ, Мвт·ч	ΔPсум, Мвт	ΔЭсум, Мвт·ч
3099	4	1	4	86	86
3095	33	2	67	37	153
3062	81	3	243	118	396
2981	35	4	139	153	536

Продолжение таблицы А.4

Ранжир, Вт	ΔP , МВт	Δt , ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч	$\Delta P_{\text{сум}}$, МВт	$\Delta \mathcal{E}_{\text{сум}}$, МВт·ч
2946	14	5	68	166	604
2932	10	6	59	176	663
2922	23	7	163	200	826
2899	13	8	104	213	930
2886	10	9	93	223	1023
2876	5	10	47	228	1070
2871	14	11	154	242	1225
2857	1	12	15	243	1239
2856	1	13	19	244	1258
2854	103	14	1443	347	2701
2751	69	15	1033	416	3734
2682	92	16	1471	508	5206
2591	127	17	2152	635	7358
2464	79	18	1421	714	8779
2385	29	19	552	743	9332
2356	63	20	1262	806	10594
2293	4	21	78	810	10672
2289	61	22	1343	871	12014
2228	2	23	52	873	12066
2226	2226	24	53419	3099	65485

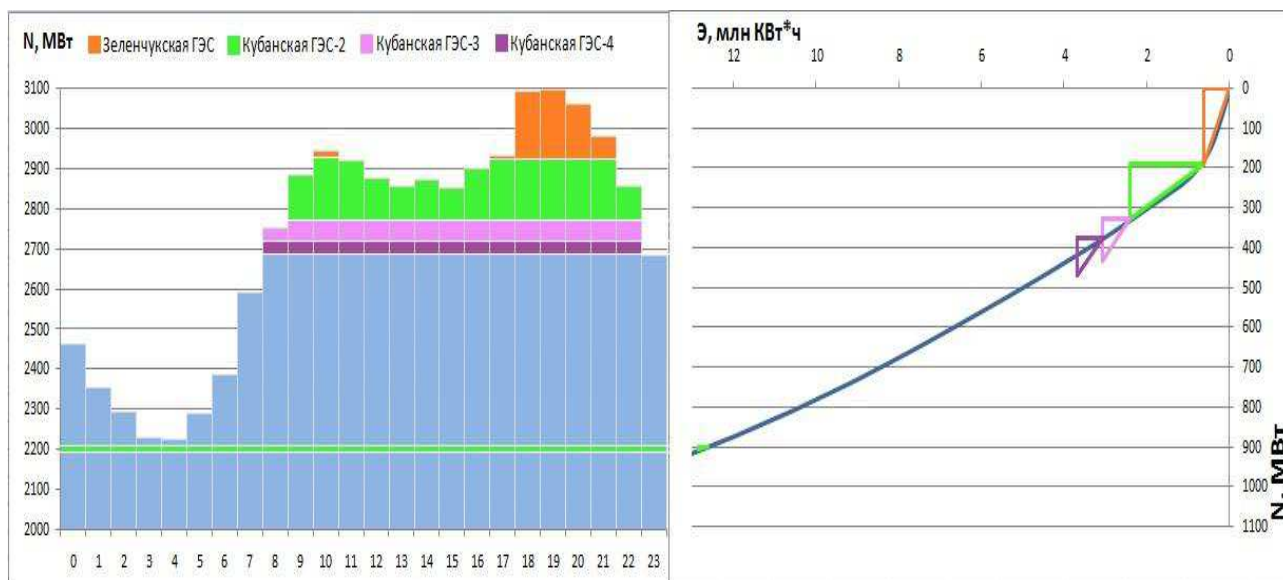


Рисунок А.1 – Интегральная кривая нагрузки за январь

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

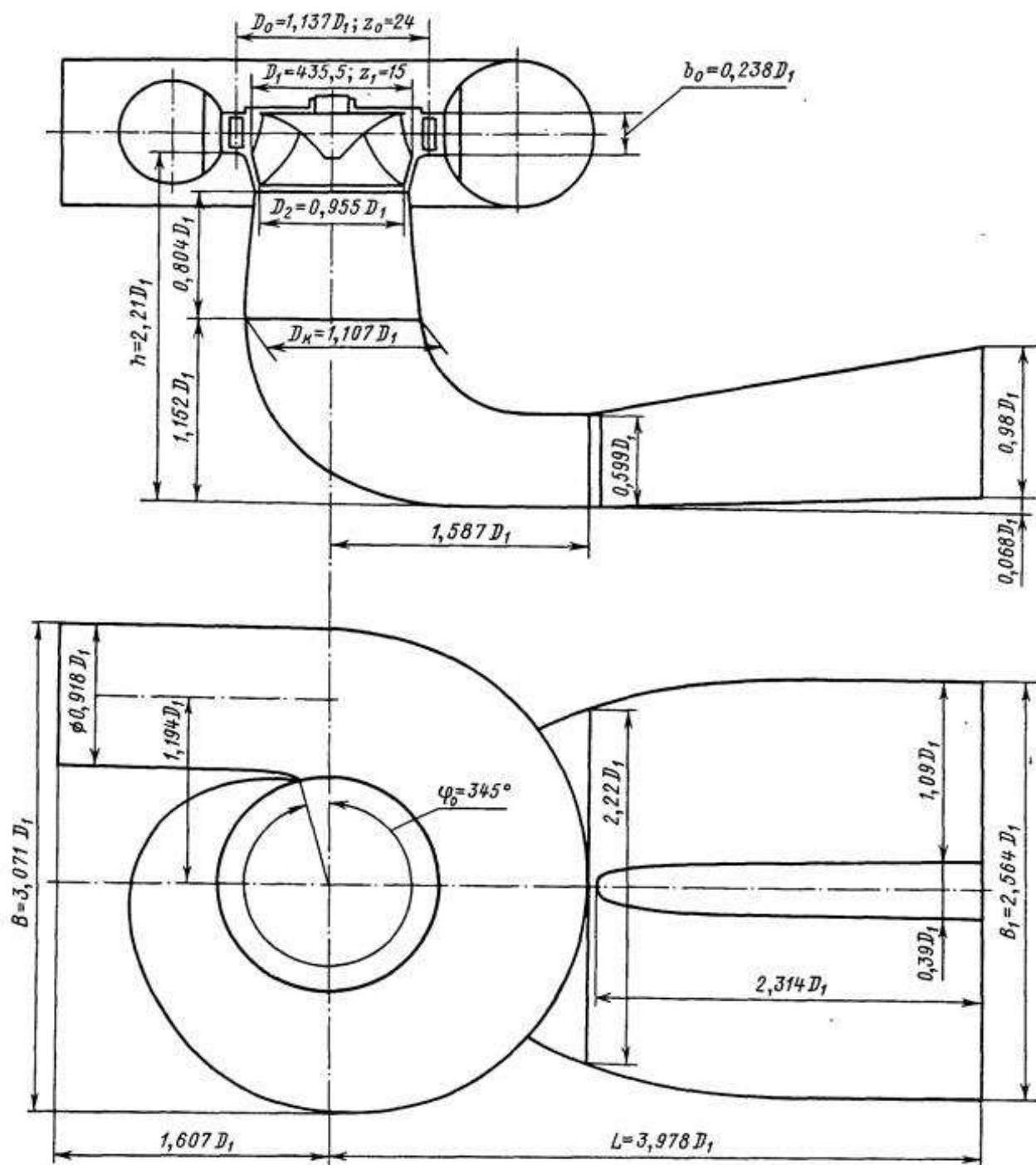


Рисунок Б.1 – Проточная часть модели гидротурбины PO170 а–В

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Собственные нужды ГЭС – особенности схем исполнения, требования к надежности

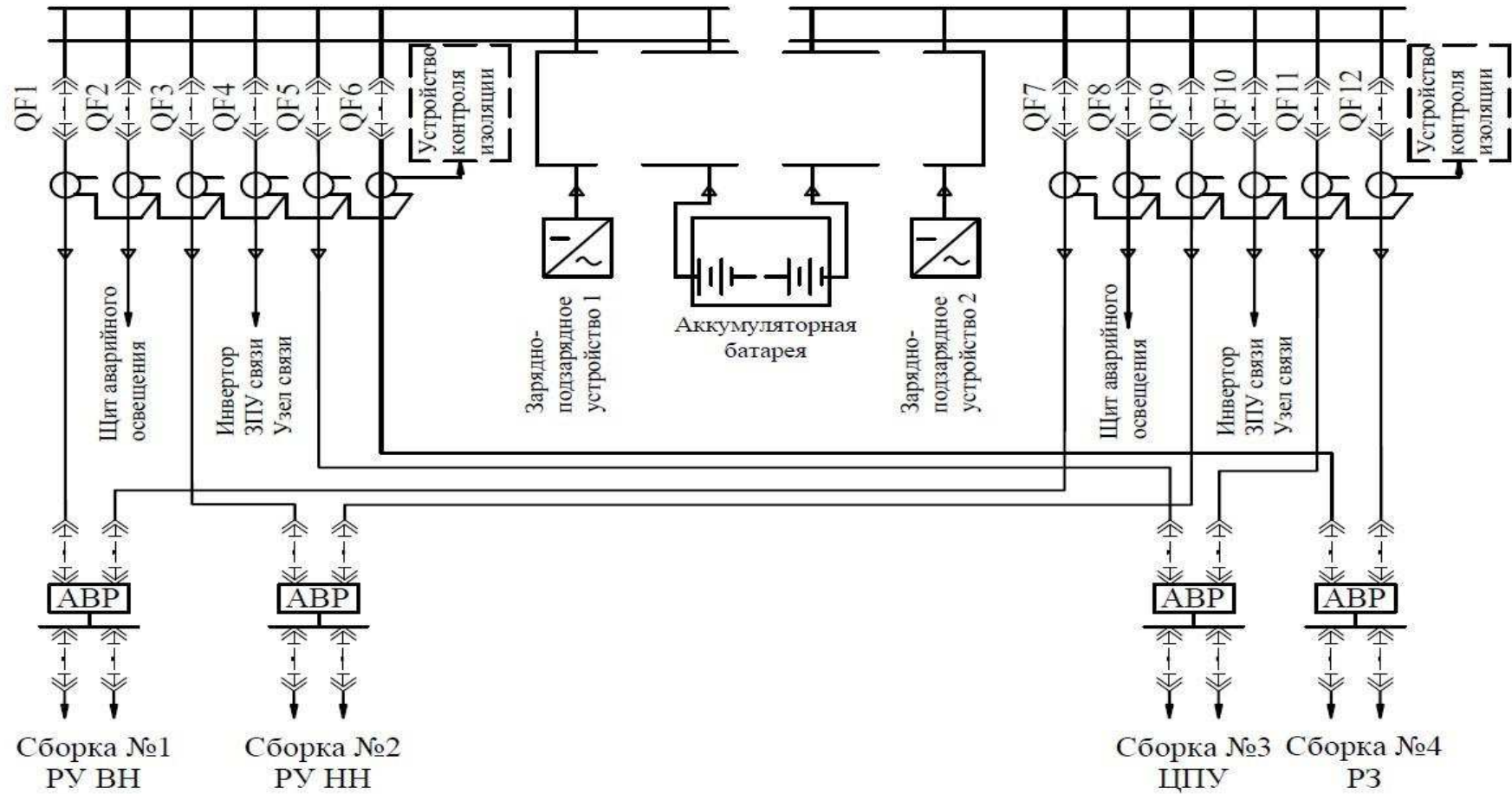


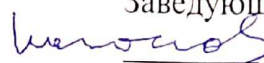
Рисунок В.1 – Собственные нужды постоянного тока

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 М.В.Кочетков
подпись инициалы, фамилия

«13» июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КУБАНСКОЙ ГЭС – 2 НА РЕКЕ КУБАНЬ.
СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ГЭС – ОСОБЕННОСТИ СХЕМ
ИСПОЛНЕНИЯ, ТРЕБОВАНИЯ К НАДЕЖНОСТИ**

Руководитель


 13.06.19
подпись, дата

Начальник оперативной
службы Филиала ПАО
«РусГидро» - «Саяно-
Шушенская ГЭС имени
П.С.Непорожнего
должность

И.Ю. Погоняйченко

инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06.19
подпись, дата

В.С. Пидрик

инициалы, фамилия

Саяногорск 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кубанской ГЭС – 2 на реке Кубань. Собственные нужды ГЭС – особенности схем исполнения, требования к надежности».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайд 10.06.19
подпись, дата

Е.Ю. Зашеева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Иванова 10.06.19
подпись, дата

А.В. Масиеркина
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тов 10.06.19
подпись, дата

А.В. Масиеркина
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Ив. 13.06.19
подпись, дата

А.В. Шероков
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Ив. 11.06.19
подпись, дата

Е.В. Фирсова
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

Ив. 11.06.19
подпись, дата

В.В. Тарасов
инициалы, фамилия

Охрана окружающей
среды

Ив. 13.06.19
подпись, дата

В.А. Кадриков
инициалы, фамилия

Технико-экономическое
обоснование

Ив. 10.06.19
подпись, дата

В.В. Лавров
инициалы, фамилия

Консультант

Ив. 13.06.19.

М.В. Коцетков.

Нормоконтролер

Ив. 14.06.19
подпись, дата

А.А. Захаров
инициалы, фамилия