

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно–Шушенский филиал

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись

«_____» _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехник

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АХМЕТОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШАЯ ЛАБА. ДИФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРА. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ.

Руководитель

подпись, дата

Канд.техн.наук,
доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенский филиал СФУ

И.И.Литвинов

Выпускник

подпись, дата

М.Ж.Чофанов

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ахметовской ГЭС на реке Большая Лаба. Исследование возможности применения цифровой обработки сигналов для трансформаторов тока при сочетании с современной микропроцессорной технике».

Консультанты по
разделам:

Водно–энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и 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

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОР АХМЕТОВСКОЙ ГЭС.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла.....	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Инженерно-геологические изыскания	14
1.4 Сейсмическая обстановка	14
1.5 Энерго-экономическая характеристика региона.....	14
2 Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности.....	15
2.1 Регулирование стока воды	15
2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов	15
2.1.2 Кривые обеспеченности расходов.....	16
2.1.3 Выбор расчётного средневодного года.....	17
2.1.4 Выбор расчётного маловодного года.....	17
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов.....	19
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса	19
2.2.2 Баланс энергий	20
2.2.3 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС.....	21
2.2.4 Баланс мощности.....	23
2.2.5 Определение установленной мощности Ахметовская ГЭС	24
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС	26
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	26
3.1.1 Построение режимного поля	26
Ахметовской ГЭС по напору и расходу	26
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ..	28
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы	31
3.3 Выбор серийного гидрогенератора	33
3.4 Выбор типа маслонапорной установки.....	35
4 Электрическая часть	36
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	36
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	38
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	38
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блок.....	38
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком	40
4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд (СН)	41
4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распредел-устройства высшего напряжения, марки проводов воздушных линий.....	41

4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	42
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	44
4.6	Расчёт токов короткого замыкания (КЗ).....	45
4.6.1	Исходные данные для расчетов	45
4.6.2	Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin	46
4.6.3	Результаты расчёта токов КЗ	48
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов	48
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении	49
4.8.1	Выбор выключателей и разъединителей	49
4.8.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	49
4.8.3	Выбор синхронизаторов и анализаторов	50
4.9	Выбор параметров ОРУ	50
5	Релейная защита и автоматика.....	52
5.1	Технические данные защищаемого оборудования	52
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор	53
5.3	Расчёт номинальных токов	54
5.4	Описание защит и расчёт их уставок	57
5.4.1	Защита преобразовательного трансформатора	57
5.4.2	Продольная дифференциальная защита	59
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO))	63
5.4.4	Защита от повышения напряжения	66
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	66
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок	71
5.4.7	Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$).....	74
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	77
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	79
5.6	Таблица уставок и матрица отключений	79
6	Компоновка сооружения и гидроузла	80
6.1	Назначение класса ГТС	80
6.2	Определение отметки гребня бетонной плотины	80
6.3	Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн.}}$; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$	82
6.4	Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия для сработки полезного объема водохранилища и притока за период от НПУ до УМО.....	83
6.4.1	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.	83
6.4.2	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла.....	84

6.4.3	Определение ширины водосливного фронта	85
6.4.4	Определение напора на водосливе	85
6.4.5	Определение напора на водосливе	86
6.4.6	Определение отметки гребня водослива	86
6.4.7	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае	86
6.4.8	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае	87
6.4.9	Построение профиля водосливной грани	87
6.4.10	Определение отметки гребня плотины	88
6.5	Обоснованный выбор состава ГТС и компоновки гидроузла	88
6.6	Расчет энергогасящих устройств в НБ	89
6.6.1	Расчёт сопряжения потока в НБ	89
6.6.2	Расчет водобоя	90
6.6.3	Расчёт водобойной стенки	91
6.6.4	Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой	92
6.7	Определение ширины подошвы плотины	95
6.7.1	Разрезка бетонных плотин швами	95
6.7.2	Быки	96
6.7.3	Устой	96
6.7.4	Определение ширины плотины по гребню	96
6.7.5	Галереи и дренаж в теле плотины	97
6.7.6	Расчет цементационной завесы и дренажа	97
6.8	Определение основных нагрузок на плотину	100
6.8.1	Вес сооружения	100
6.8.2	Сила гидростатического давления воды	101
6.8.3	Равнодействующая взвешивающего давления	102
6.8.4	Сила фильтрационного давления	102
6.8.5	Давление грунта	102
6.8.6	Волновое воздействие	104
6.9	Оценка прочности плотины	105
6.9.1	Определение напряжений	105
6.9.2	Критерии прочности плотины и её основания	107
6.10	Обоснование устойчивости плотины	108
7	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ахметовской ГУ. Противопожарная безопасность и охрана труда	110
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений	110
7.2	Пожарная безопасность	112
7.3	Охрана труда	115
7.4	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ахметовской ГУ	118
7.4.1	Общие сведения о районе строительства	118
7.4.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	119

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	120
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	121
7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	122
8 Технико-экономическое обоснование	123
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	123
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	123
8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	123
8.1.3 Налоговые расходы.....	126
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	127
8.3 Анализ денежных потоков	127
8.4 Оценка инвестиционного проекта.....	128
8.4.1 Методология, исходные данные.....	128
8.4.2 Коммерческая эффективность	129
8.4.3 Бюджетная эффективность	130
8.5 Анализ чувствительности.....	130
9. Дифференциальные защиты гидрогенератора. Устройство и принцип работы.	133
9.1 Продольная дифференциальная защита генератора.....	133
9.1.1 Дифференциальный ток	134
9.1.2 Ток торможения	135
9.2 Поперечная дифференциальная защита генератора.....	137
9.2.1 Расчет уставок поперечной дифференциальной защиты.....	139
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	141
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водноэнергетические расчёты.....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	173
ПРИЛОЖЕНИЕ В Таблица уставок и матрицы отключений защит	176
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Технико-экономическое обоснование	178

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОР АХМЕТОВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Большая Лаба;
2. Наименование ГЭС.....Ахметовская;
3. Местонахождение ГЭС.....Карачаево-Черкесская Республика;
4. Тип проектируемой установки..... ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний..... $36^3/\text{с}$;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1,0%..... $205 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%..... $249 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - г) минимальный..... $4 \text{ м}^3/\text{с}$;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока..... суточный;
 - б) Отметка НПУ..... 716,00 м;
 - в) Отметка ФПУ..... 716,60 м;
 - г) Отметка УМО..... 709,00 м;
 - д) объем водохранилища полный..... 600000 м^3 ;
 - е) объем водохранилища полезный..... 440000 м^3 ;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 84,30 м;
 - б) расчётный..... 81,40 м;
 - в) минимальный..... 81,30 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная..... 42 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии..... 174 млн. кВт·ч;
9. Размеры плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) правобережная глухая грунтовая плотина..... 111,10 м;
 - б) левобережная глухая бетонная плотина..... 109,34 м;
 - в) водосливная часть..... 30,00 м;
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1 Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролётов..... 4x3 м;
 - б) общая длина..... 20 м;
 - в) максимальная высота..... 13,00 м;
 - 10.2 Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения..... 2, круглое;
 - б) размеры сечения..... $D = 1,5 \text{ м}$;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания..... деривационное;
 - б) число агрегатов..... 2;
 - в) грунт основания..... сланец;
 - г) тип спиральной камеры..... стальная;
 - д) тип отсасывающей трубы..... изогнутая;
12. Основное оборудование:

- а) тип турбин..... РО115-180;
- б) тип генератора..... СВ-300/100-16;
- в) номинальная активная мощность генератора..... 21 МВт;
- г) частота вращения..... 375 об/мин;
- д) тип трансформаторов..... ТДН-25000/110-У1;

13. Техничко-экономические показатели:

- а) срок окупаемости..... 128 месяцев;
- б) себестоимость электроэнергии..... 0,25 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения..... 58875 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанция (ГЭС) – основной объект гидроэлектроэнергетики. Она представляет собой неразрывную систему гидротехнических сооружений и оборудования получения электрической энергии. Занимая особо важное место в современных энергетических системах, они выполняют главную роль по регулированию параметров систем в нестационарных режимах, а также покрывают наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке сбыта.

Российская Федерация обладает огромным гидроэнергетическим потенциалом, однако степень его освоения значительно ниже, чем в других развитых странах, причём существует значительная неравномерность его освоения. В то время, как для центра характерна высокая степень освоения гидроресурсов (50%), в таких регионах как Сибирь и Дальний Восток гидроэнергетический потенциал рек освоен на 20% и на 3% соответственно.

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

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат в Карачаево-Черкесской республике умеренно тёплый. Для климата показательна большая продолжительность солнечного сияния. Вегетационный период 140-150 дней (на равнине). В среднегорье годовые температуры колеблются от 1°C до 6°C, средние температуры января -4°C -6°C; зимы умеренные, снежные. Снежный покров держится 5 и более месяцев. Лето умеренно теплое (средние температуры июля 16-22°), годовая сумма осадков 700-1200 мм, максимум выпадает ранним летом представлено в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Значения средней температуры в Амурской области

Т, мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
t, °C	0,6	1,1	5,5	12,2	17,2	21,3	24,1	23,7	18,5	12,3	6,1	2,1

1.2 Гидрологические данные

Среднемноголетний расход воды 36 м³/с. Питание реки смешанное: дождевое, снеговое, ледниковое. Половодье наступает в мае-июне. Также половодья наблюдаются и в середине лета – это связано с таянием высокогорных ледников, снега и выпадением осенних проливных дождей.

Кривая зависимости отметок верхнего бьефа от объемов водохранилища $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр})$ представлена на рисунке 1.1.

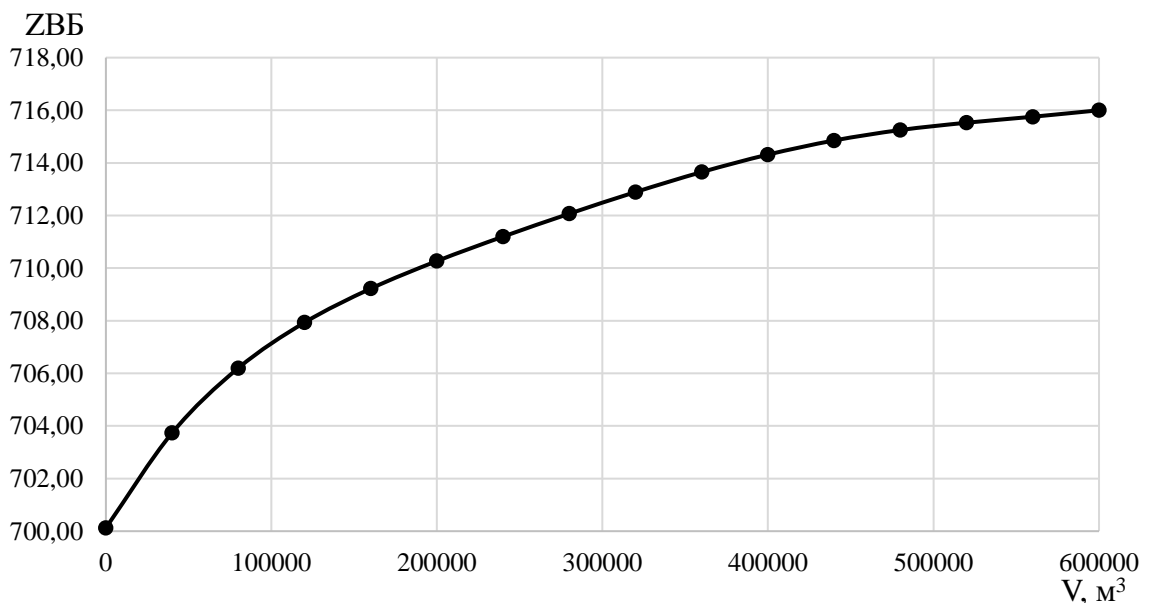


Рисунок 1.1 – График $Z_{ВБ} = f(V_{вдхр})$

Кривая зависимости отметок нижнего бьефа от расходов в головном узле $Z_{НБ} = f(Q)$ смотрите рисунок 1.2.

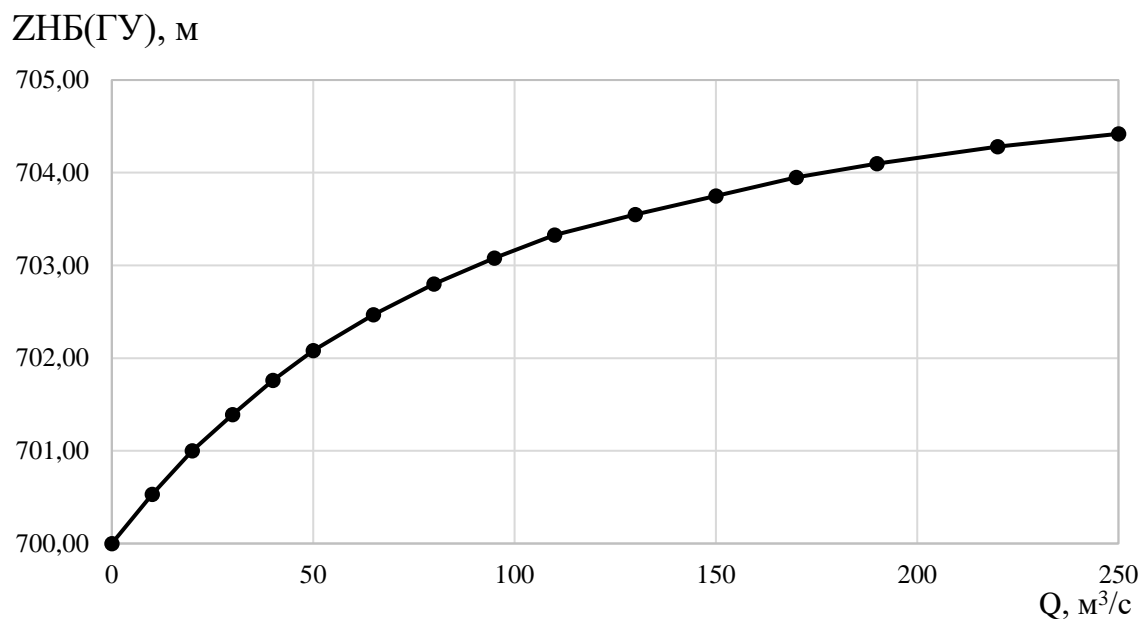


Рисунок 1.2 – График $Z_{НБ(ГУ)} = f(Q)$

Кривая зависимости отметок нижнего бьефа от расходов через ГЭС $Z_{НБ} = f(Q)$ смотрите рисунок 1.3.

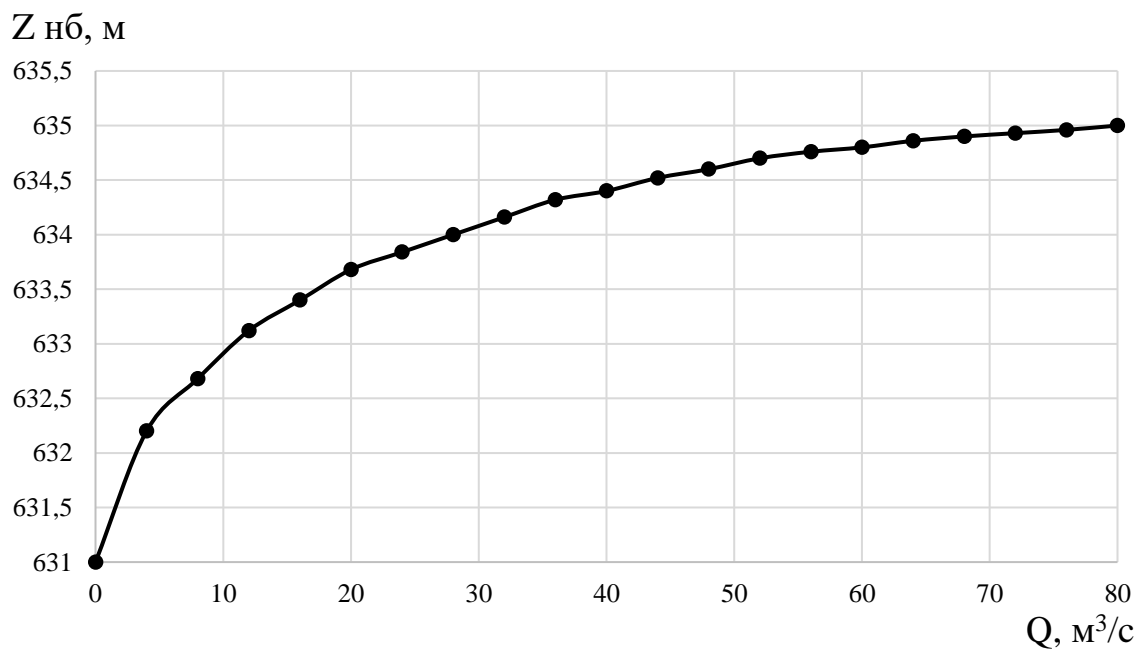


Рисунок 1.3 – График $Z_{НБ(ГУ)} = f(Q)$

Ряд гидрологических наблюдений длиной в 88 лет за р. Большая Лаба представлен в таблице 1.2. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц.

Таблица 1.2 – Исходный гидрологический ряд

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.
1897	7	9	5	37	47	107	48	39	5	5	6	10	27
1898	11	5	4	38	50	74	48	38	4	4	9	8	24
1899	12	10	18	37	55	96	46	39	7	5	5	9	28
1900	10	8	14	39	51	58	46	37	14	11	11	10	26
1901	8	9	15	38	52	72	45	37	6	5	9	8	25
1902	11	11	12	39	42	91	59	37	7	5	9	7	27
1903	10	9	5	38	42	89	46	38	8	8	7	9	26
1904	9	6	5	39	40	72	45	37	7	7	6	9	23
1905	10	8	6	39	47	70	44	40	8	11	9	11	25
1906	9	10	6	39	52	75	43	30	4	4	6	7	24
1907	27	16	18	40	41	79	44	37	14	14	17	24	31
1908	12	7	7	37	45	66	51	37	31	25	22	12	29
1909	11	10	18	38	79	94	54	39	9	7	9	13	32
1910	8	11	17	40	45	87	49	39	6	9	8	8	27
1911	13	7	14	40	51	70	41	40	5	7	9	14	26
1912	6	9	16	41	39	60	56	37	2	5	9	9	24
1913	10	8	17	37	48	80	59	47	7	5	9	10	28
1914	10	11	19	38	51	118	68	37	5	5	7	9	31
1915	8	10	16	38	49	71	41	40	21	14	10	9	27
1916	8	9	18	37	51	101	47	38	8	7	9	8	28
1917	4	4	13	39	77	100	68	37	5	4	4	6	30
1918	7	5	13	39	43	68	50	38	11	13	8	9	25
1919	5	5	14	40	40	89	47	42	9	6	9	9	26
1920	6	5	14	40	43	81	59	40	13	20	22	9	29
1921	6	6	14	39	42	82	49	38	11	6	7	6	25
1922	3	6	6	39	59	87	50	43	19	15	7	6	28
1923	7	3	4	38	48	78	60	38	16	11	10	18	28
1924	5	6	4	38	49	85	48	40	10	11	11	10	26
1925	4	4	3	37	59	128	89	42	17	12	6	3	34
1926	6	6	6	38	92	135	101	50	16	17	12	9	41
1927	6	7	7	37	98	142	134	42	40	15	39	22	49
1928	4	4	2	39	101	181	88	37	32	38	18	6	46
1929	9	5	4	37	83	168	121	38	15	10	9	6	42
1930	9	4	4	40	93	146	85	60	44	22	18	18	45
1931	12	9	8	37	105	150	72	38	13	15	27	27	43
1932	25	12	20	37	114	179	121	97	52	41	25	22	62
1933	9	19	19	39	146	192	129	37	20	12	18	15	54
1934	5	7	8	38	49	136	47	38	9	8	8	8	30
1935	15	20	34	55	66	79	55	49	38	29	18	14	39
1936	5	10	9	37	58	147	43	38	7	5	7	6	31
1937	3	7	6	37	62	97	67	39	8	7	5	5	29
1938	8	6	6	37	40	49	53	37	6	4	15	11	23
1939	5	10	7	40	52	112	55	37	9	9	8	8	29

Окончание таблицы 1.2

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.
1940	7	5	15	38	58	69	49	48	29	21	17	9	30
1941	8	5	5	38	70	149	79	38	10	12	13	10	36
1942	8	11	10	38	99	144	71	39	11	13	13	9	39
1943	7	10	10	40	44	75	54	40	9	10	11	8	26
1944	9	9	8	40	66	94	58	38	10	11	13	19	31
1945	6	9	8	38	55	106	67	37	12	13	11	9	31
1946	8	9	9	37	75	114	67	38	18	11	13	16	35
1947	11	15	26	41	73	127	64	45	17	13	14	11	38
1948	9	12	8	38	89	138	78	38	5	8	9	8	37
1949	13	8	8	37	61	90	65	44	21	29	28	20	35
1950	7	12	11	39	122	176	102	38	6	7	9	7	45
1951	5	6	5	37	87	131	70	44	11	9	8	7	35
1952	15	10	7	56	60	99	59	42	39	37	27	23	40
1953	5	5	7	38	74	87	64	43	13	10	9	7	30
1954	8	5	3	38	82	122	86	43	36	11	11	11	38
1955	10	6	9	37	146	215	121	38	15	26	21	22	56
1956	32	8	6	44	139	195	115	70	57	46	37	18	64
1957	12	14	8	41	110	156	105	38	21	10	16	16	45
1958	13	10	6	39	108	196	84	39	28	20	19	15	48
1959	4	14	14	46	138	188	111	37	12	9	8	7	49
1960	10	9	11	40	58	94	57	37	12	12	13	10	30
1961	17	17	19	44	73	112	68	40	41	27	20	21	42
1962	7	5	5	39	66	104	68	39	11	9	8	7	31
1963	20	9	7	59	59	107	50	40	39	37	35	28	41
1964	22	18	15	41	96	173	86	38	21	21	24	23	48
1965	15	15	8	37	72	163	48	38	18	22	19	15	39
1966	5	13	11	38	64	141	74	40	7	6	12	7	35
1967	16	6	6	38	67	92	64	41	11	13	19	21	33
1968	17	15	12	40	99	115	70	41	23	31	40	23	44
1969	37	20	15	51	48	86	64	55	42	38	27	22	42
1970	8	19	14	47	115	164	93	45	26	20	17	12	48
1971	18	16	43	43	141	197	91	46	40	38	39	16	61
1972	7	6	27	52	75	139	72	42	39	27	16	9	42
1973	12	26	22	39	68	115	63	37	11	14	18	11	36
1974	11	15	16	45	61	98	38	41	7	9	14	12	31
1975	15	15	39	42	70	149	74	60	50	45	33	22	51
1976	14	28	31	42	114	175	85	62	49	37	34	18	57
1977	18	25	37	39	84	130	74	44	40	38	35	19	49
1978	18	24	21	47	101	176	101	42	38	33	26	16	54
1979	25	20	29	55	87	175	86	82	49	39	28	15	58
1980	9	28	25	42	77	144	50	45	11	12	15	12	39
1981	9	13	14	40	55	76	50	41	9	14	17	13	29
1982	14	10	27	37	89	151	74	49	37	40	23	9	46
1983	18	19	20	39	54	171	127	45	21	19	24	25	49
1984	18	19	19	41	119	183	130	39	25	25	28	30	56
среднее	11	11	13	40	72	118	69	42	19	16	16	13	37

1.3 Инженерно-геологические изыскания

Створ расположен на у подножья горы Ахмет Къая. Тип грунта основания: скальные основания (сланец).

Физико-механические свойства грунта основания: почва (торфянисто-перегнойная высокогумнусная неоглеенная), почвообразующая порода (сланец). Удельный вес 26,5 кН/м³, угол внутреннего трения 33 град., сцепление 50 кПа.

1.4 Сейсмическая обстановка

Расположение гидроузла достигает 7-ми бальной зоны сейсмоактивности, и поэтому расположение данного гидроузла является сейсмоопасным. Соответственно, и конструкция ГЭС напрямую зависят от данных показателей.

1.5 Энерго-экономическая характеристика региона

В районе строительство гидроузла есть множество промышленных предприятия: ОАО «НК Приазовнефть» (170 км от створа), ООО «РН-Краснодарнефтегаз» (172км от створа), Туапсинский НПЗ(138 км от створа) (Нефтеперерабатывающий завод), Афипский НПЗ(171 км от створа),Славянский НПЗ(200 км от створа) и т.д. Также есть большие города такие как Краснодар, Лабинск (35км от створа) население:60000 человек, Майкоп (66 км от створа)население:147970 человек, Армавир (76 км от створа) население:190000 человек и т.д. куда можно поставлять вырабатываемую энергию.

Каладжинский гидроузел входит в энергосистему Юга.

Общие данные по энергосистеме:

- РДУ: Карачева-Черкесское
- ОДУ: Юга
- Часовой пояс: UTC+3 (Московское время)

2 Водноэнергетические расчёты и выбор установленной мощности

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Определение максимальных расчётных расходов

По исходному ряду, представленному в таблице 1.2 выбираем средние максимальные расходы. Затем вычисляем модульные коэффициенты К:

$$K = \frac{Q}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

Рассчитываем коэффициент вариации C_v и коэффициент асимметрии C_s :

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{10,52}{89}} = 0,344. \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{1,68}{89 \cdot 0,344^3} = 0,464. \quad (2.3)$$

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,344^2}}{\sqrt{2 \cdot 88}} \cdot 100\% = 8,773\%. \quad (2.4)$$

Данная ошибка незначительная для этого ряда.

Средняя квадратическая ошибка вычисления коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{89} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,344^2+5 \cdot 0,344^4}}}{0,464} \cdot 100\% = 74,563\%. \quad (2.5)$$

Результаты расчёта максимальных расходов для основного и проверочного случаев представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчётов максимальных расходов

P%	Ф или φ	Ms	Ks	Q, м³/с
0,5	3,208	1,104	2,104	249
3	2,148	0,739	1,739	205

2.1.2 Кривые обеспеченности расходов

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

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

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

где $P(m)$ – обеспеченность;

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

n – общее число членов ряда.

Результаты расчётов представлены в приложении А, таблица А.1. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются равными 90% и 50% соответственно.

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

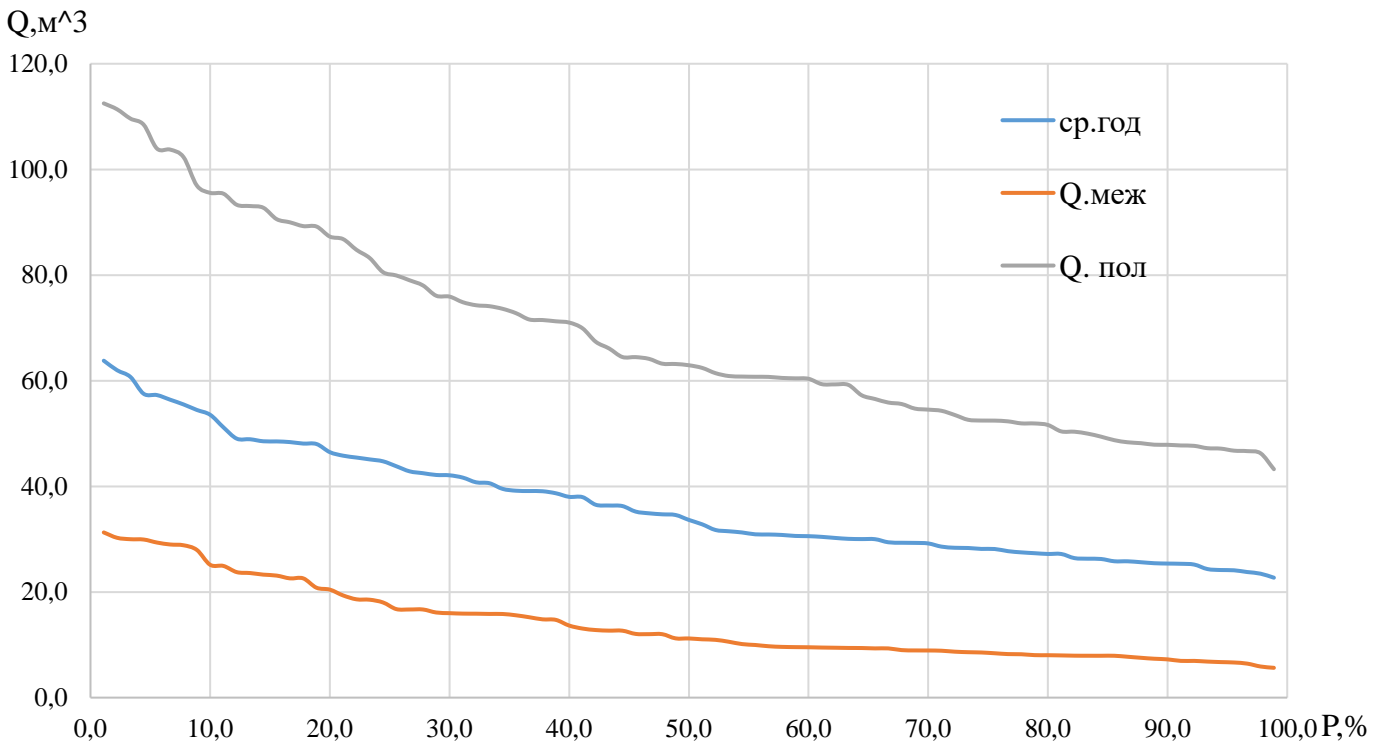


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчётного средневодного года

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1946, 1967 и 1925 гг. Интерполируем значение расхода для 50% обеспеченности.

1946:

$$K_M = \frac{Q_{\text{Мбазовое 50\%}}}{Q_{M_{1946}}} = \frac{12,6}{12,1} = 1,04. \quad (2.7)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{Пбазовое 50\%}}}{Q_{\Pi_{1946}}} = \frac{62,8}{66,1} = 0,95. \quad (2.8)$$

1967:

$$K_M = \frac{Q_{\text{Мбазовое 50\%}}}{Q_{M_{1967}}} = \frac{12,6}{13,1} = 0,96. \quad (2.9)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{Пбазовое 50\%}}}{Q_{\Pi_{1967}}} = \frac{62,8}{60,4} = 1,04. \quad (2.10)$$

1925:

$$K_M = \frac{Q_{\text{Мбазовое 50\%}}}{Q_{M_{1925}}} = \frac{11,1}{7} = 1,6. \quad (2.11)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{Пбазовое 50\%}}}{Q_{\Pi_{1925}}} = \frac{62,9}{71} = 0,89. \quad (2.12)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1946 г. Так как один из коэффициентов равен повышающий, а другой понижающий то нужно сделать корректировку.

2.1.4 Выбор расчётного маловодного года

Для заданной расчетной обеспеченности 90% на эмпирических кривых обеспеченности соответствует 1901, 1921 и 1918 г. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

1921:

$$K_M = \frac{Q_{\text{Мбазовое 90\%}}}{Q_{M_{1921}}} = \frac{7,2}{7,9} = 0,91. \quad (2.13)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi \text{ базовое } 90\%}}{Q_{\Pi 1921}} = \frac{47,8}{50} = 0,96. \quad (2.14)$$

1918:

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М базовое } 90\%}}{Q_{\text{М } 1918}} = \frac{7,2}{9,4} = 0,77. \quad (2.15)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi \text{ базовое } 90\%}}{Q_{\Pi 1918}} = \frac{47,8}{47,7} = 1. \quad (2.16)$$

1925:

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{М базовое } 90\%}}{Q_{\text{М } 1901}} = \frac{7,2}{8,7} = 0,83. \quad (2.17)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi \text{ базовое } 90\%}}{Q_{\Pi 1901}} = \frac{47,86}{48,73} = 0,98. \quad (2.18)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1921 г. Так как оба коэффициента понижающие то не нужно делать корректировку.

Уточнив окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного лет, необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года таблица 2.2. В данном случае ни один расход в маловодном году не больше средневодного, поэтому нету необходимости делать дополнительную корректировку.

Таблица 2.2 – Сравнение расходов средневодного и маловодного года.

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Среднее
1946(50%)	8	8	16	40	73	111	64	39	20	14	13	13	35
1921(90%)	6	6	14	32	49	84	49	36	11	8	6	6	25
разность	2	2	2	8	24	27	15	2	9	6	7	7	9

По данным таблицы 2.2 строится расчетный гидрограф смотреть рисунок. 2.2:

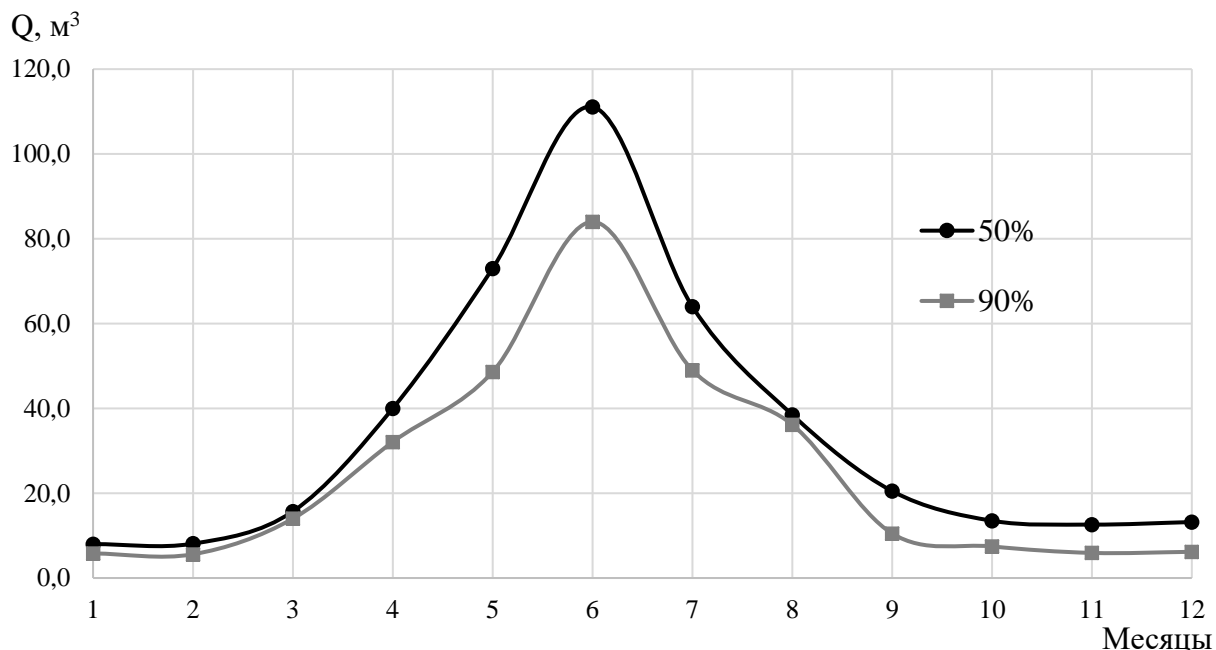


Рисунок 2.2 – Гидрографы среднеговодного и маловодного годов.

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса

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

Для выбранного расчетного средневодного года (1946 г.) вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца по следующей формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пол.}^{быт.} \cdot H_{ГЭС}^{подв.}, \quad (2.19)$$

где k_N – коэффициент мощности;

$Q_{пол.}^{быт.}$ – полезный бытовой расход в данный месяц;

$H_{ГЭС}$ – напор ГЭС.

$Q_{пол.}^{быт.}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года:

$$Q_{пол.}^{быт.} = Q_{быт} - Q_{сумм.пот} = Q_{быт} - (Q_{исп} + Q_{лед} + Q_{ф}), \quad (2.20)$$

где $Q_{сумм.пот}$ – суммарные потери воды;

$Q_{исп}$ – потери расхода воды на испарение в водохранилище;

$Q_{лед}$ – потери расхода воды на льдообразование в водохранилище;

$Q_{ф}$ – потери расхода воды на фильтрацию;

$H_{ГЭС}^{ПОДВ}$ – подведенный напор на ГЭС:

$$H_{ГЭС}^{ПОДВ} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.21)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 716 м;
 $Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи рисунок 2.2;
 Δh – потери напора в подводящих сооружениях.

Затем рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям санитарного попуска по следующей формуле:

$$N_{сан.п-к} = k_N \cdot Q_{сан.п-к} \cdot H_{ГЭС}^{ПОДВ}, \quad (2.22)$$

где $Q_{сан.п-к}$ – санитарный попуск воды по требованиям водохозяйственного комплекса.

Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 2.3

Таблица 2.3 – Результаты расчетов режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{быт} , м ³ /с	8	8	16	40	73	111	64	39	20	14	13	13
Q _ф , м ³ /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q _{исп} , м ³ /с	0	0	0	1	1	2	2	1	1	0	0	0
Q _{лед} , м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q _{сумм.потг} , м ³ /с	1	1	1	2	2	3	3	2	2	1	1	1
Q _{пол.быт} , м ³ /с	21	21	21	24	111	177	152	86	80	38	23	21
Z _{ВБ} , м	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0
Z _{НБ} , м	633,0	632,7	633,4	634,4	634,9	634,0	634,8	634,3	633,6	633,2	633,2	633,2
H, м	81,9	82,3	81,6	80,6	80,1	81,0	80,2	80,7	81,4	81,8	81,8	81,8
N _{быт} , МВт	5,51	5,60	10,76	27,09	49,11	75,59	43,12	26,09	13,88	9,48	8,66	8,87
Режим работы ГЭС по санитарному попуску												
Q _{сан.п-к} , м ³ /с	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Z _{ВБ} , м	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0	716,0
Z _{НБ} , м	632,0	632,0	632,0	632,0	632,0	632,0	632,0	632,0	632,0	632,0	632,0	632,0
H, м	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0
N _{сан.п-к} , МВт	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

2.2.2 Баланс энергий

Первая попытка зарегулировать сток осуществляется в графической форме с помощью построений на годовом графике средних мощностей энергосистемы.

Возьмем за основу годовой график средних мощностей смотреть таблицу 2.4

Таблица 2.4 – Годовой график средних мощностей нагрузок энергосистемы

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
P _{ср} , МВт	253	241	222	200	181	169	169	181	200	222	241	252

Для построения графика баланса энергий рассчитаем мощности существующих в энергосистеме ГЭС смотреть таблицу 2.5.

Выработка за год: $\mathcal{E} = 412$ млн кВт·ч.

Таблица 2.5 – Расчет мощности существующих ГЭС

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Коэффициенты	1,2	1,1	1	0,93	0,9	0,8	0,8	0,9	0,93	1	1,1	1,2
$\mathcal{E}_{\text{сущ}}, \text{ млн кВт}\cdot\text{ч}$	1,3	1,3	1,2	1,02	0,9	0,9	0,9	0,96	1,02	1,2	1,3	1,3
$N_{\text{сущ}}, \text{ МВт}$	6	4	2	2	0	8	8	0	2	2	4	6

Баланс энергий представлен на рисунке 2.3:

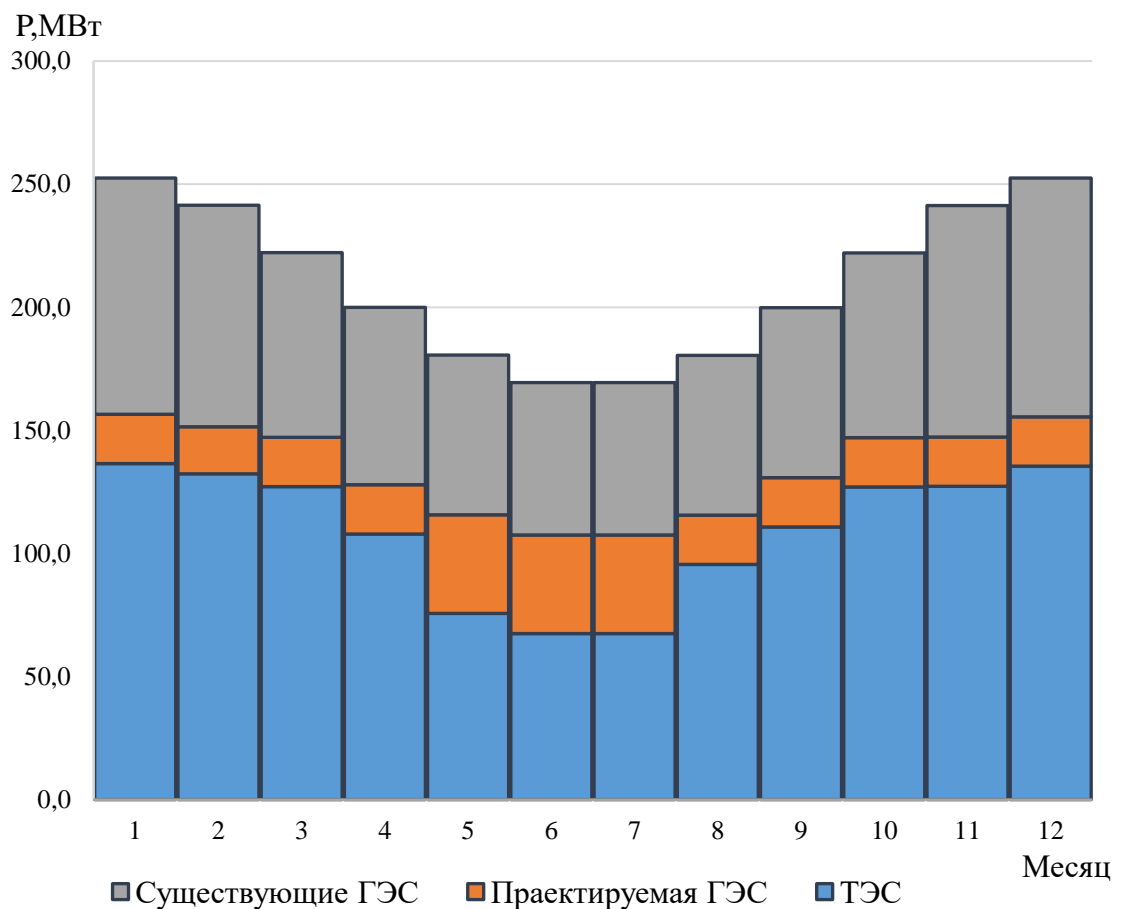


Рисунок 2.3 – Баланс энергий:

2.2.3 Водноэнергетические расчёты режима работы ГЭС

Производим несколько итераций водно-энергетического расчета, до полного совпадения следующих условий:

$$Q_{\text{НБ}} \geq Q_{\text{ВХК}}$$

$$Z_{\text{ВБнач}} = Z_{\text{ВБкон}}$$

$$V_{\text{нач}} = V_{\text{кон}}$$

Расчеты сработки-наполнения водохранилища Ахметовской ГЭС приведены в приложении Б таблица А.4-А.14.

Результаты расчетов ВЭР по условию средневодного года:

- гарантированная мощность января, декабря – $N_{\text{гар}} = 20$ МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 709 м;
- полезный объём – $V_{\text{полезн}} = 600000$ м³.

Определяем коэффициент зарегулированности стока, равный:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн.}}}{W_{\text{НПУ}}} = \frac{600000}{113529600} = 0,0035. \quad (2.23)$$

Если $0,01 > \beta < 0,01$ – суточное регулирование;

Если $0,1 > \beta > 0,01$ – годовичное регулирование;

Если $\beta > 0,1$ – многолетнее регулирование;

Исходя из полученных данных можно сделать вывод, что водохранилище суточного регулирования.

На рисунке 2.4 представлен график сработки-наполнения водохранилища.

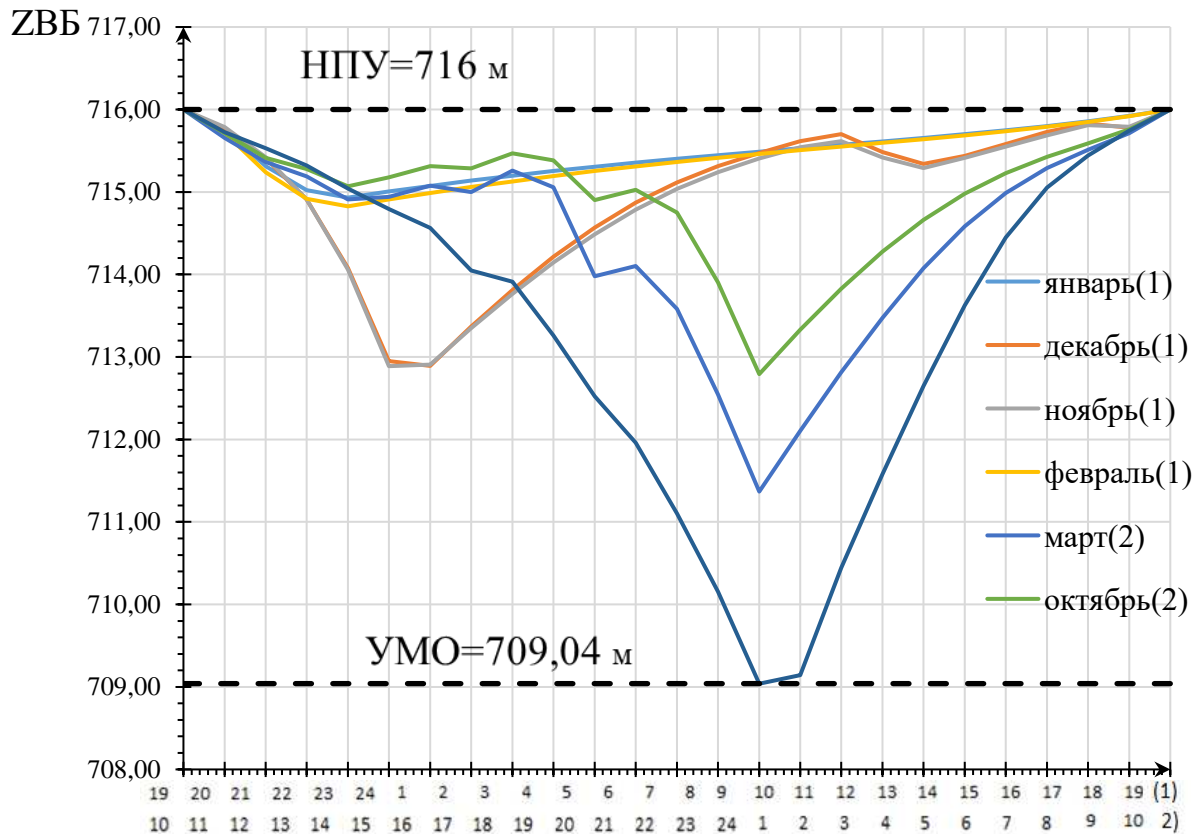


Рисунок 2.4- график сработки-наполнения

2.2.4 Баланс мощности

Баланс мощностей представляет собой распределение мощностей на покрытие максимальной нагрузки между всеми участниками энергосистемы и размещение резервов во времени и по конкретным электростанциям.

Для построения баланса мощности необходимо знать рабочие мощности проектируемой ГЭС, а также следующие величины:

Нагрузочный резерв системы. Необходим для поддержания частоты и напряжения в системе в допустимых пределах:

$$N_{\text{нагр}} \approx 4\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,04 \cdot 304 = 12 \text{ МВт.} \quad (2.24)$$

Нагрузочный резерв распределяется между существующими в энергосистеме ГЭС согласно их мощностям. Таким образом нагрузочный резерв для проектируемой ГЭС составляет 2 МВт.

Аварийный резерв системы. Выбирается в пределах 10 % зимнего максимума нагрузки:

$$N_{\text{авар.}} \approx 10\% \cdot P_{\text{max}}^c = 0,10 \cdot 304 = 30 \text{ МВт.} \quad (2.25)$$

Аварийный резерв распределяется между существующими ТЭС.

Ремонтный резерв. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т. е. когда на ГЭС имеется свободная мощность после окончания половодья, но до начала сработки водохранилища. Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать также один раз в 6 лет с продолжительностью 60–120 дней. Разместить ремонтный резерв ТЭС можно в летние месяцы, в провал нагрузки энергосистемы.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{проект}} = \frac{N_{\text{раб}}^{\text{январь}}}{6} = \frac{20}{6} = 3 \text{ МВт.} \quad (2.26)$$

Для существующих ТЭС и ГЭС, ремонтная площадь рассчитывается аналогично.

Ввиду того что в летние месяцы имеются большие холостые сбросы, была рассчитана и экономический обоснована дублирующая мощность равная 21 МВт.

Цена 1 МВт (в размере 2 млн.р) была взята за основу для расчёта дублирующей мощности. Мощность была рассчитана исходя из количества агрегатов, устанавливаемых на ГЭС. В последующем посчитали выработку и умножили на стоимость электроэнергии в данном регионе. Исходя из этого приходим к выводу, что данный агрегат окупит себя за один год, а дальше будет приносить прибыль организации.

Все полученные данные сведены в таблицу А.15 приложение А. График баланса мощностей представлен на рисунке 2.5:

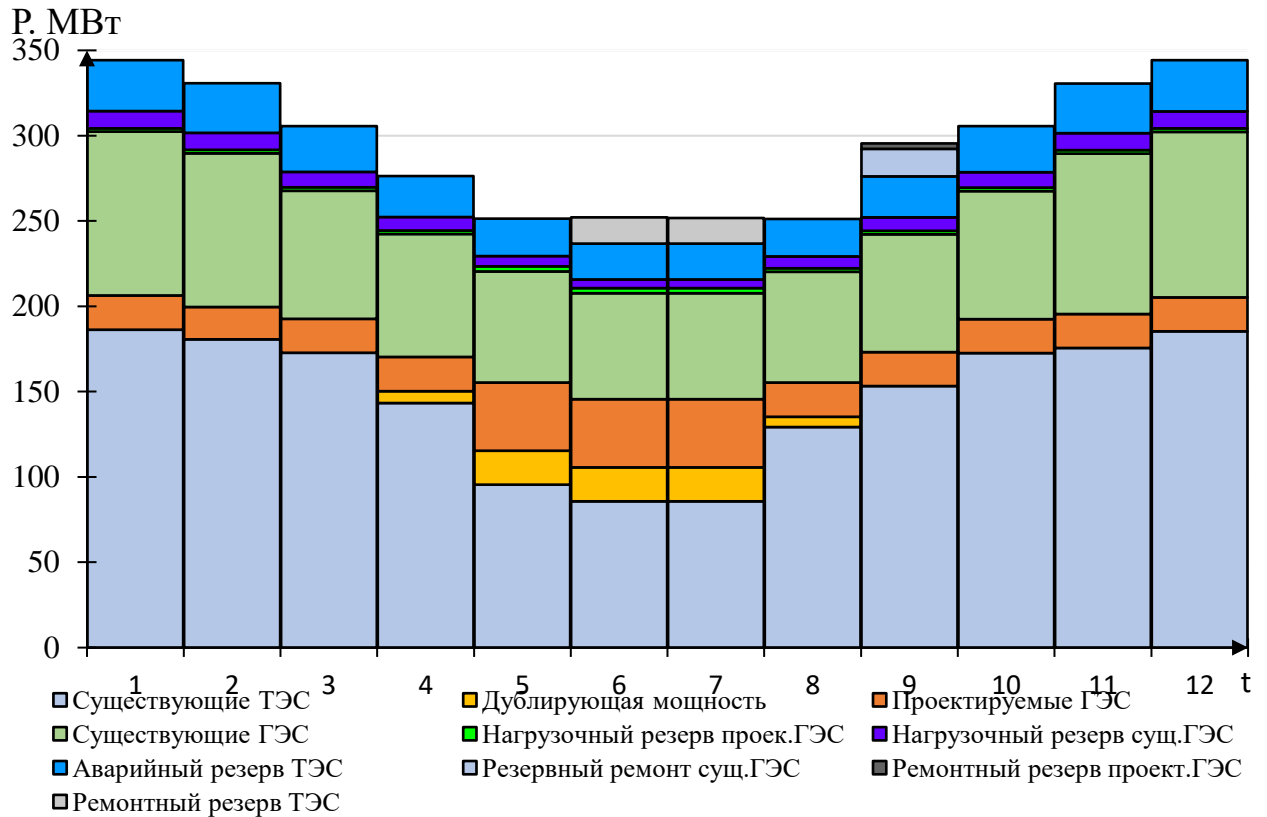


Рисунок 2.5 – Баланс мощностей

2.2.5 Определение установленной мощности Ахметовская ГЭС

График нагрузки совмещенного с ИКН для определения $N_{\text{раб}}^{\text{выт}}$ представлен в приложении Б рисунок Б.1. Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст.}} = N_{\text{раб}}^{\text{выт}} + N_{\text{рез}} + N_{\text{дубл.}}, \quad (2.27)$$

где $N_{\text{раб}}^{\text{выт}}$ – это максимальная рабочая мощность;

$N_{\text{рез}}$ – резервная мощность ГЭС.

$N_{\text{дубл.}}$ – дублирующая мощность

$$N_{\text{рез}} = N_{\text{рем}} + N_{\text{авар}} + N_{\text{нагр}}, \quad (2.28)$$

где $N_{\text{рем}}$ – ремонтный резерв.

$N_{\text{авар}}$ – аварийный резерв.

$N_{\text{нагр}}$ – нагрузочный резерв.

$$N_{\text{рез}} = 0 + 0 + 2 = 2 \text{ МВт.}$$

$$N_{\text{уст.}} = 20 + 2 + 20 = 42 \text{ МВт.}$$

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля Ахметовской ГЭС по напору и расходу

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 3.1.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [2].

Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Данные расчёта режимного поля

кривые связи		напорные характеристики			линия ограничения по $N_{уст}$		линия ограничения по Q_{max}		Линия огр. по Q_{min}	
Q	$Z_{нб}$	$H_{нпу}$	$H_{умо}$	$H_{ср}$	H	Q	H	Q	H	Q
0	631,00	85,00	78,00	84,46	81,3	62	80,8	62	84,3	4
10	632,80	83,20	76,20	82,66	81,2	62	80,3	62	77	4
20	633,59	82,41	75,41	81,87	81,1	62	79,8	62		
30	633,98	82,02	75,02	81,48	81	62	79,3	61		
40	634,27	81,73	74,73	81,19	80,9	62	78,8	61		
50	634,51	81,49	74,49	80,95	80,8	62	78,3	61		
60	634,70	81,30	74,30	80,76	80,7	62	7,8	61		
70	634,83	81,17	74,17	80,63	-	-	77,3	61		
80	634,90	81,10	74,10	80,56	-	-	76,5	60		
90	634,96	81,04	74,04	80,50	-	-	75,7	60		
100	635,06	80,94	73,94	80,40	-	-	75,2	60		
110	635,18	80,82	73,82	80,28	-	-	74,7	60		
120	635,22	80,78	73,78	80,24	-	-	74,3	59		

Из построенного режимного поля рисунок 3.1 определяем:

– Максимальный напор $H_{max} = 84,30$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по расходу санитарного пуска.

– Расчётный напор $H_{расч} = 81,40$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

– Минимальный напор $H_{min} = 81,30$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

– Минимальный и максимальный расходы равны 4 и 62 м³/с соответственно.

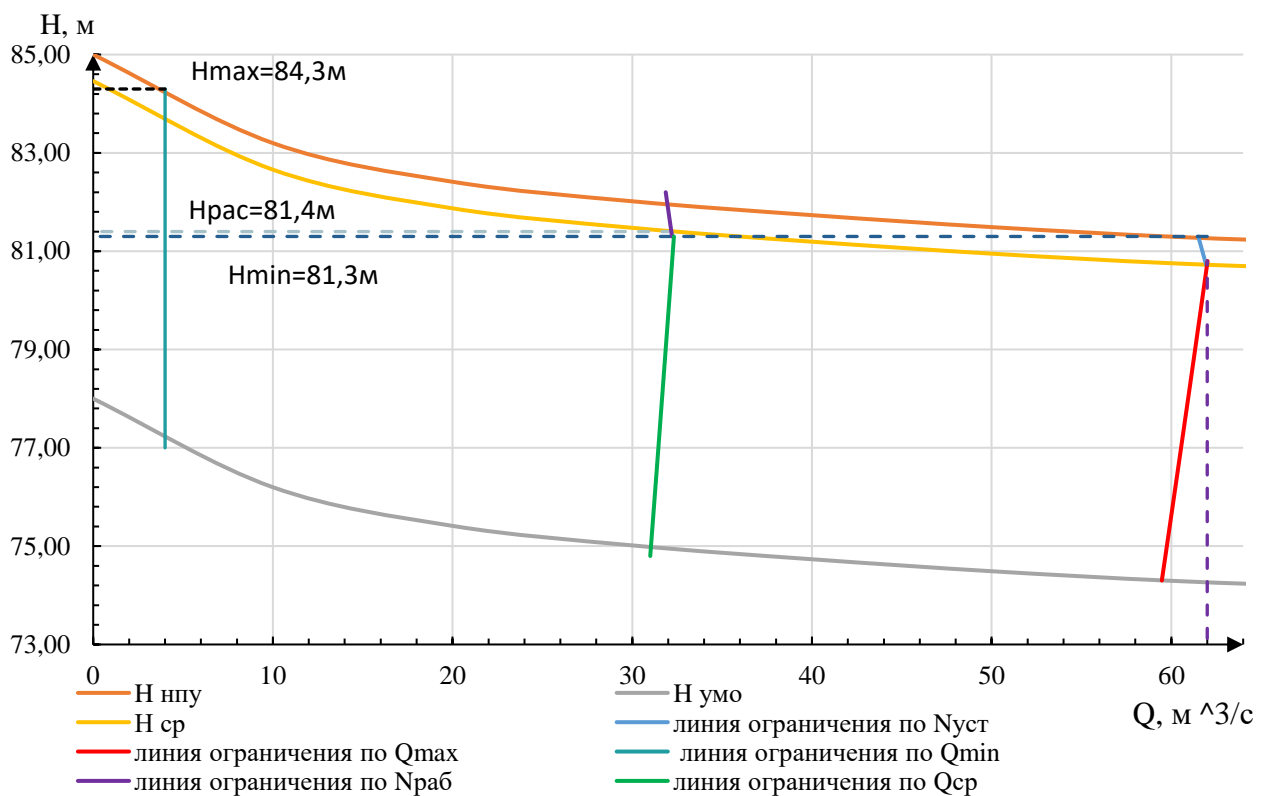


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$, при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- Радиально-осевая РО-115-В.
- поворотно-лопастная диагональная ПЛД90-В60°.

Необходимо проверить отношение $H_{min}/H_{пред}$ (см. 3.1). Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{30,00}{50} = 0,60. \quad (3.1)$$

Допустимое отношение для ПЛД90-В60° $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,5$, а для РО-115-В $\frac{H_{min}}{H_{пред}} \geq 0,6$.

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяют условию. Параметры моделей выбранных гидротурбин занесены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбин.

Параметр		ПЛ90-В	РО-115-В
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	$H_{пред}$, м	90	115
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,6
Оптимальная приведенная частота вращения	n'_{opt} , об/мин	85	75
Оптимальный приведенный расход	Q'_{opt} , л/с	820	900
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,921	0,927
Приведенный максимальный расход	QI_{max} , л/с	1300	1080
Приведенный диаметр рабочего колеса (РК)	D'_1 , м	0,46	0,516
Напор модельной турбины	$H_{мод}$, м	4	4
Температура воды при испытании	$t_{мод}$, °С	1,12	1,7

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.2. Задаемся рядом стандартных значений диаметров $D1$ и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G, \quad (3.2)$$

где Q'_{I_p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора.

КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.3)$$

где η_M - КПД модельной турбины;

$D_{1\text{мод}}$ – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

$v_H, v_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.4)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}} = 42000$ кВт)

$N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Расчитанное значение $Z'_{\text{агр}}$ округляется в большую сторону (Z_a)

После чего уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a}. \quad (3.5)$$

поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}. \quad (3.6)$$

частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения)

$$n' = \frac{n'_{Ip} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{Ip} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{I \max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_{\min})^{0.5}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_p)^{0.5}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta \cdot H_{\max})^{0.5}}, \quad (3.10)$$

произведение приведенного расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_{Ip} \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}. \quad (3.11)$$

произведение для ограничения по генератору

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}. \quad (3.12)$$

приведенные расходы

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

$$Q'_{I \min} = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}}, \quad (3.14)$$

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике выбранных для рассмотрения гидротурбин внесены в таблица 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов необходимых точек для ГУХ

турбины	D1, м	Za, шт	Q · h _{рас}	Q · h _{max}	Q _{агр, H_{max}}	Q _{агр, H_{min}}
ПЛД90-В60°	1,8	2	0,92	0,88	0,13	0,14
РО-115	1,6	3	0,78	0,74	0,17	0,17
	1,8	2	0,92	0,88	0,13	0,14

Сопоставление различных турбин по следующим параметрам:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов;
- Условия транспортировки.

Строим зону работы приложение Б, рисунок Б1. Правая граница поля состоит из двух линий – верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата (линия ограничения по пропускной способности турбины), а нижняя строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по той же формуле, но для максимального напора (линия ограничения по генератору). Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу (санитарный попуск), представляет собой соединенные точки Q'_l при H_{\min} и H_{\max} .

Таблица 3.3 – Сравнительная таблица

№	марка	D1, м	n'с, об/мин	Hs, м	$\eta_{н.о}$	$\eta_{н.рт.}$	nо, об/мин	np, об/мин
1	ПЛД90-В60°	1,8	428,6	-11,07	0,921	0,918	85	85,5
2	РО-115	1,6	428,6	-3,30	0,927	91,7	75	76
3	РО-115	1,8	375	-2,02	0,927	0,905	75	74,8

где H_s – высота отсасывания, м

$B_{сп}$ – ширина входа в спиральную камеру (рассчитывается по данным проточного тракта)

Из рассматриваемых вариантов по высоте отсасывания ($H_s \geq -8$ м) подошли два: РО-115-160 и РО-115-180. Но ГТ РО-115-160 нам не подходит так как, точка оптимума не входит рабочую зону этой турбины.

Гидротурбина РО-115-180 с числом ГА $Z = 2$ является наиболее целесообразным выбором, так как она единственная удовлетворят всем критериям выбора ГТ.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

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

$$\nabla Z_{р.к.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.15)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показал, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- работа минимального числа гидроагрегатов при максимальном напоре H_{\max} и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре H_p и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.
- Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - k_{\sigma}, \quad (3.16)$$

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

k_{σ} – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$;

При H_{\max} :

$$H_s = 10,33 - \frac{633,94}{900} - 0,12 \cdot 84,3 - 1,5 = -2,02 \text{ м.}$$

При H_p :

$$H_s = 10,33 - \frac{633,98}{900} - 0,14 \cdot 81,4 - 1,5 = -3,30 \text{ м.}$$

При H_{\min} :

$$H_s = 10,33 - \frac{634}{900} - 0,138 \cdot 80,8 - 1,5 = -3,05 \text{ м.}$$

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по кривой связи нижнего бьефа рисунок. 1.3.

Рассчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания. Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{\text{ПК}}(H_{\min}) = Z_{\text{нб}}(Q(H_{\min})) + H_s(H_{\min}). \quad (3.17)$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}). \quad (3.18)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}). \quad (3.19)$$

Для турбины PO115-B-180:

$$Z_{PK}(H_{min}) = 634,73 + (-3,06) = 631,37 \text{ м.}$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = 634,70 + (-3,30) = 631,40 \text{ м.}$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = 634,66 + (-2,02) = 631,64 \text{ м.}$$

Из полученных значений была выбрана минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK} = 631,40$.

3.3 Выбор серийного гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным [2]. Основные критерии, по которым производится выбор генератора, – это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах $\pm 10\%$. На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения не найден генератор. Основные параметры гидрогенератора определены в следующем расчёте по [2].

Мощность турбины $N = 21000$ кВт;

Синхронная частота вращения $n = 375$;

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{21000}{0,85} = 25 \text{ МВА.} \quad (3.20)$$

Число пар полюсов:

$$2p = \frac{6000}{n_{синхр}} = \frac{6000}{375} = 16. \quad (3.21)$$

Вычислим расчётную мощность

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 25 = 26 \text{ МВА,} \quad (3.22)$$

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

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{25 \cdot 10^3}{16} = 1,54. \quad (3.23)$$

Полюсное деление, зависящее от нагрузки и от способа охлаждения:

$$\tau^* = A \cdot S^{*\alpha} = 0,451 \cdot 1,54^{0,239} = 0,5 \text{ м}, \quad (3.24)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты.

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,50 \cdot 12}{3,14} = 2,5 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_c}{60} = \frac{3,14 \cdot 2,5 \cdot 2 \cdot 375}{60} = 100 \text{ м/с}. \quad (3.26)$$

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{*\gamma}} = \frac{8,9}{1,54^{0,105}} = 8,5. \quad (3.27)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{\pi \cdot n_{\text{синхр}} \cdot D_i^2} = \frac{30 \cdot 8,5 \cdot 26}{3,14 \cdot 375 \cdot 2,5^2} = 0,88 \text{ м}. \quad (3.28)$$

Высота активной стали стандартизирована, поэтому ближайшее значение $l_a = 1 \text{ м}$

Внешний диаметр вала:

$$d_B = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{N_a}{n_c}} = 13 \cdot \sqrt[3]{\frac{21000}{375}} = 49,7 \text{ см}. \quad (3.29)$$

Принимаем стандартную величину (округляем кратно 100 мм), таким образом $d_B = 50 \text{ см}$

Общая масса генератора приближенно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 46 \cdot 2,5 \cdot 1 = 127,5 \text{ т}, \quad (3.30)$$

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

Вес ротора генератора с валом:

$$G_{\text{рот}} = 0,53 \cdot G_{\text{ген}} = 0,53 \cdot 127,5 = 67,6 \text{ т.} \quad (3.31)$$

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (\text{от } 0,5 \text{ до } 0,9) = 2,5 + 0,5 = 3,0 \text{ м.} \quad (3.32)$$

Тогда, маркировка генератора: СВ-300/100-16. Основные размеры генератора занесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Основные характеристики генератора СВ-300/100-16.

Элемент	Параметры	Значение
статор	$h_{\text{ст}}$	1,7
	$D_{\text{ст}}$	4,3
	D_a	3,05
Элемент	параметры	значение
верхняя крестовина	$h_{\text{в.к}}$	0,28
	$D_{\text{в.к}}$	4,3
подпятник	$h_{\text{п}}$	0,38
	$D_{\text{п}}$	1,02
надстройка	h_0	0,4
	d_0	0,51
кратер	$D_{\text{кр}}$	3,6
	b	0,4
исполнение	Подвесной	

3.4 Выбор типа маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ). Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА). МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака. Котел на одну треть заполнен маслом и на две трети – воздухом под давлением. На сливном баке смонтированы маслонасосные агрегаты, периодически пополняющие запасы масла в котле. МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов.

По номограмме [6, рисунок 10.9, с 144] определили тип маслонапорной установки для напора 115 м и $D1 = 2,36$ м: МНУ 1,6/1-40-2,5-2, где:

1,6 – объем гидроаккумулятора.

1 – количество гидроаккумуляторов.

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см².

2,5 – вместительность сливного бака в м³.

2 – количество насосов.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

При проектировании электрической станции, одним из главных этапов является выбор главной схемы электрических соединений. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т.е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

Для проектируемой ГЭС будут рассмотрены 2 структурных схемы электрических соединений: с одиночным и укрупненным блоками. Данные схемы представлены на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

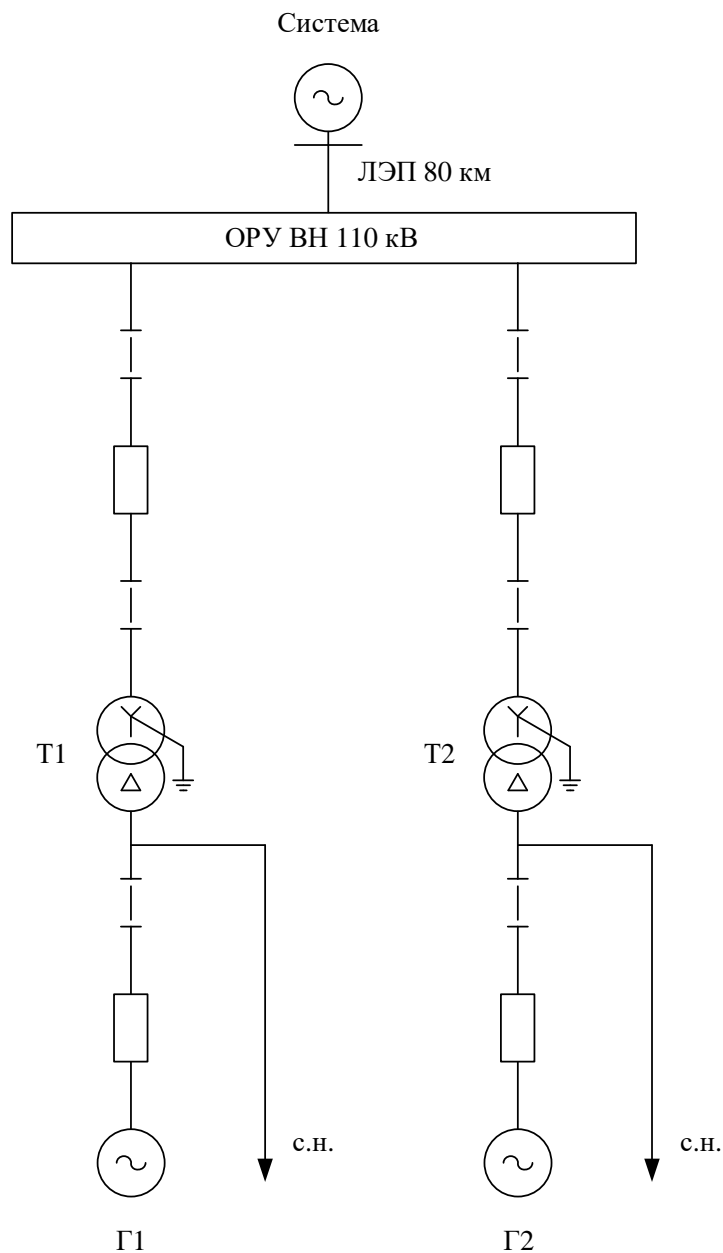


Рисунок 4.1 – Структурная схема ГЭС с одиночными блоками

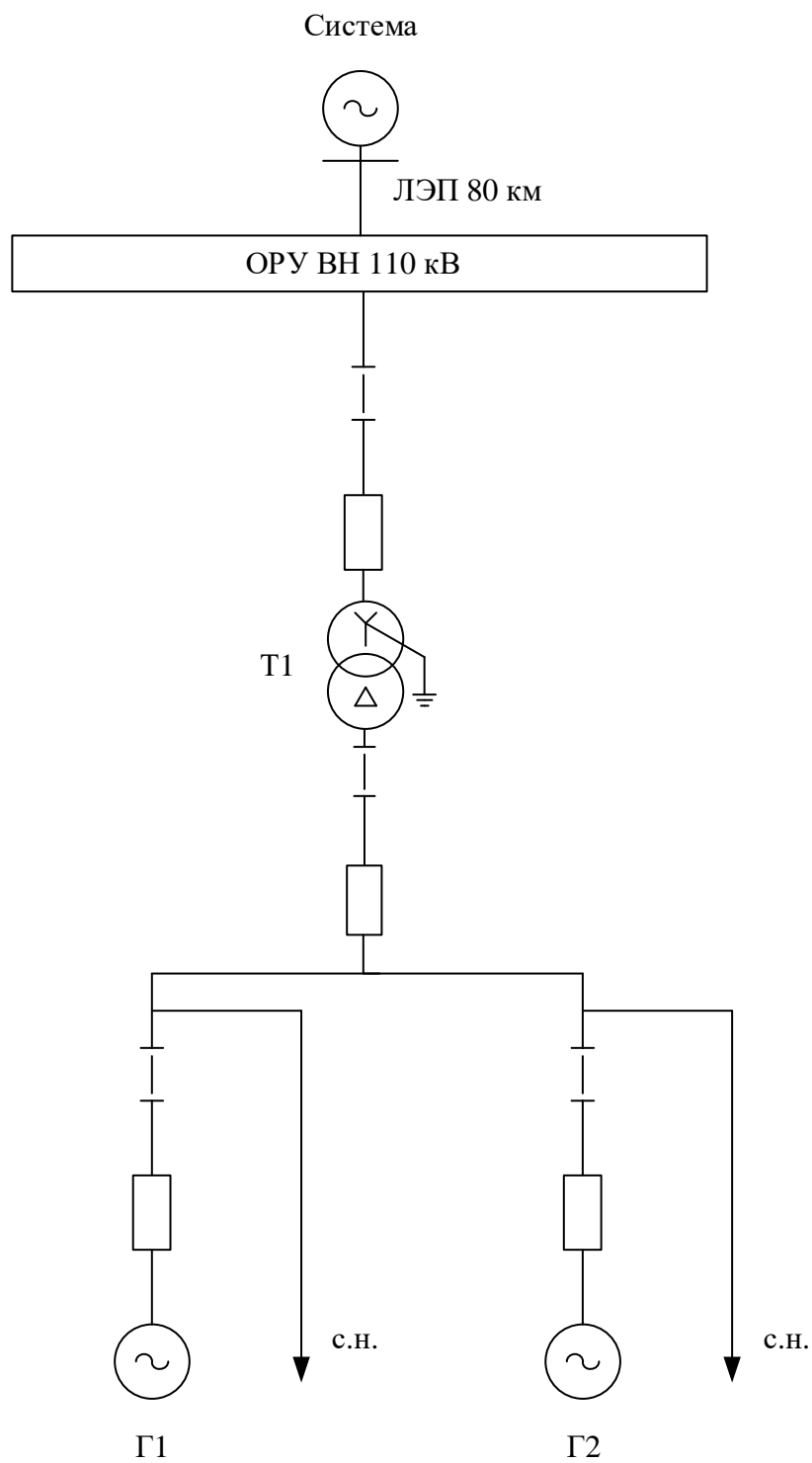


Рисунок 4.2 – Структурная схема ГЭС с укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

Схема собственных нужд ГЭС должна выбираться с учётом обеспечения ее надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах.

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

Выбор гидрогенераторов (ГГ) осуществляется по расчётному значению номинальной мощности и синхронной частоте гидравлической турбины смотрите таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные ГГ СВ-300/100-16

Номинальная мощность		$U_{ном}$	$\cos\varphi$	X'_d	X''_d	X_d
S, МВА	P, МВт	кВ	о.е.	%	%	%
26	21	10,5	0,85	22	24	95

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{расч} = \frac{P_G - P_{СН}}{\cos\varphi} = \frac{21,0 - 0,42}{0,85} = 24,21 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{СН} = 0,01 \cdot P_{уст} = 0,01 \cdot 42 = 0,42$ МВт – мощность собственных нужд станции;

$P_{уст} = 42$ МВ · А – установленная мощность станции

$\cos\varphi = 0,85$ – коэффициент мощности ГГ

По каталогу [3] выбирается силовой трансформатор с системой охлаждения вида «Д», предназначенные для работы в блоке с генератором ТД-25000/110-У1, УХЛ1 СТО 15352615-024-2012 смотрите таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДН-25000/110-У1

$S_{ном},$ МВА	$U, \text{кВ}$		$U_{кз}, \%$	$I_{хх}, \%$	$\Delta P_x,$ кВт	$\Delta P_k,$ кВт	Стоимость, млн. руб.
	$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{кВ}$					
25	121	10,5	10,5	0,23	19	120	114,6

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок $T_{max} = 4000$ и время максимальных потерь τ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч}, \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

$T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года;

ω – параметр потока отказов трансформатора блока (0,025 и 0,05 для одиночного и укрупненного блоков соответственно);

$T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,019 \cdot 8729 = 165,85 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где n_{T} – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{T}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,12}{1} \cdot \left(\frac{24,21}{25}\right)^2 \cdot 2405 = 270,69 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И = \gamma_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \gamma_2 \cdot \Delta W_{\text{H}} = 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 165,85 + 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot 270,69 = 1,79 \text{ тыс. руб./год}, \quad (4.6)$$

где γ_1 – поправочный коэффициент, согласно Федеральной службе по тарифам, равный $0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./(МВт · ч), $\gamma_2 = 0,11 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./(МВт · час).

Для 2 блоков величина издержек (вариант 1):

$$И_1 = И \cdot 2 = 1,79 \cdot 2 = 3,58 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.7)$$

Стоимость ячейки трансформатора принимаем из [4, табл. 8], с учетом коэффициента [5, табл. «Южный федеральный округ»] равным 6,04

Расчётная стоимость силового трансформатора:

$$K_T = 7030 \cdot 6,04 = 42,5 \text{ млн. руб.}$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупнённым блоком

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генератора в сеть напряжения, за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвление от генератора (т.е. нагрузки собственных нужд (СН)). Определим их число, тип и номинальную мощность.

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_T - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = 2 \cdot \frac{21,0 - 0,42}{0,5} = 48,42 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.8)$$

По каталогу [19] выбирается силовой трансформатор с системой охлаждения вида «Д», без регулирования напряжения, предназначенные для работы в блоке с генератором ТД-63000/110-У1, УХЛ1 СТО УХЛ1 СТО 15352615-023-2011 смотреть таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-63000/110-У1

$S_{\text{НОМ}},$ МВА	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$					
63	121	10,5	10,5	0,25	35	320	212,65

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 2 \cdot 0,035 \cdot 8729 = 611,03 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.9)$$

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,32}{2} \cdot \left(\frac{48,42}{63} \right)^2 \cdot 2405 = 227,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$\begin{aligned} И &= 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 611,03 + 0,11 \cdot 10^{-2} \cdot 227,3 = \\ &= 5,74 \text{ тыс. руб./год.} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Для 2 блоков величина издержек (вариант 2):

$$I_2 = U_{\text{пот}(1)} \cdot 1 = 5,74 \cdot 1 = 5,74 \text{ тыс. руб./год.} \quad (4.12)$$

Расчётная стоимость силового трансформатора:

$$K_T = 14020 \cdot 6,04 = 85,77 \text{ млн. руб.}$$

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд (СН)

Выбираем трансформаторы собственных нужд в количестве 3 штук. Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{СН}}}{\cos\varphi} = \frac{0,42}{0,85} = 0,49 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.13)$$

По каталогу ТРО [21], выбираем трансформатор ТС-1000/10,5 УЗ, паспортные данные которого представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТС-1000/10,5

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$				
1,0	10,5	0,4	5,5	2,45	11,6	12,56

Расчётная стоимость силового трансформатора СН:

$$K_{\text{ТСН}} = 3900 \cdot 6,23 = 24,3 \text{ млн. руб.}$$

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения, марки проводов воздушных линий.

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 110 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma} - P_{\text{СН}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 2 \cdot \left(\frac{21 - 0,42}{0,85} \right) = 48,42 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.14)$$

Натуральная мощность, передаваемая по 1 цепи 110 кВ согласно [1; таблица 3.1] $P_{\text{нат}} = 30 \text{ МВт}$. Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_c = 0,85$.

Количество отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}}) / \cos\varphi_c} + 1 = \frac{48,42}{(1,2 \cdot 30) / 0,85} + 1 = 2,14, \quad (4.15)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент приведения натуральной мощности.

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{л} = 3$. Рабочий ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{48,42 \cdot 10^3}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 84,71 \text{ А.} \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 84,71 = 88,95 \text{ А,} \quad (4.17)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки.

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Свыше 1 кВ выбор сечения осуществляется методом экономической плотности тока $\gamma = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{\gamma} = \frac{88,95}{1,1} = 80,86 \text{ мм}^2. \quad (4.18)$$

Согласно [22, табл. 3.15] выбираем провод АС-70/11. Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{48,42}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 11} = 127,06 \text{ А.} \quad (4.19)$$

$I_{\text{п.ав}} < I_{\text{доп}}$, следовательно, выбранный провод АС-70/11 удовлетворяет условию нагрева.

Характеристики провода занесены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры воздушной линии АС-70/11

Число проводов в фазе	R_0	X_0	B_0
шт.	Ом/км	Ом/км	10^{-6} См/км
1	0,11	0,83	2,312

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Так как проектируемая станция имеет мощность 42 МВт, а также умеренные температуры в зимний период, целесообразно применить ОРУ 110 кВ.

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов СН и ячеек РУ ВН. Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K_i = n \cdot K_T + t \cdot K_{ОРУ} + m \cdot K_{ТСН}, \quad (4.20)$$

где $K_{ОРУ}$ – расчетная стоимость ОРУ ($6300 \cdot 6,04 = 38,05$ млн.руб.) [17, табл. 6]

n – количество трансформаторов.

m – количество ТСН.

t – количество ячеек ОРУ.

$$\begin{aligned} t_1 &= \alpha + \beta + 1 = 2 + 3 + 1 = 6, \\ t_2 &= \alpha + \beta + 1 = 1 + 3 + 1 = 5, \end{aligned} \quad (4.21)$$

где α – количество вводных присоединений (зависит от числа блоков).

β – количество линий.

Капиталовложения K_1^{110} для схемы с единичными блоками:

$$K_1^{110} = 2 \cdot 114,6 + 6 \cdot 38,05 + 3 \cdot 12,56 = 495,18 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения K_2^{110} для схемы с укрупненными блоками:

$$K_2^{110} = 1 \cdot 212,65 + 5 \cdot 38,05 + 3 \cdot 12,56 = 342,53 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты, определяются по формуле:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + И_i, \quad (4.22)$$

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

$$Z_1 = 0,15 \cdot 495180000 + 4560 = 74281560 \text{ руб./год.}$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 342530000 + 5740 = 51385240 \text{ руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{74281560 - 51385240}{74281560} \cdot 100\% = 30,82\%. \quad (4.23)$$

Поскольку разница капиталовложений между одиночным блоком (1) и укрупненным блоком (2) более 5 %, а именно 30,82 % – варианты являются

экономически не равноценными, но для обеспечения высокой надёжности работы и простоты схемы выбираем первый вариант (одиночный блок).

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ-110 кВ:

- 2 одиночных блока
- 3 ВЛЭП

Итоговое число присоединений равно 5. При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими системами сборных шин смотреть рисунок 4.3.

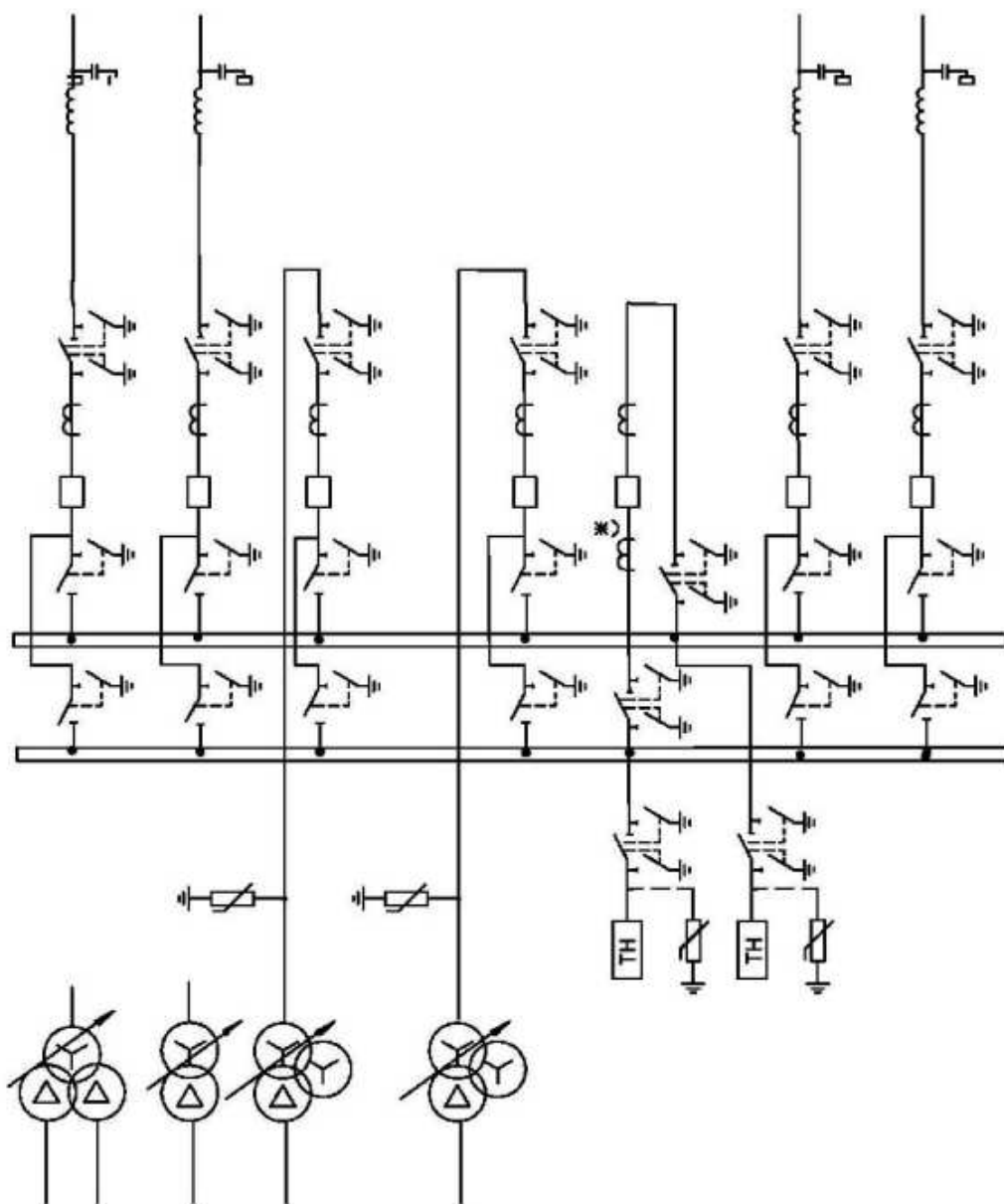


Рисунок 4.3 – Схема РУ ВН 110 кВ

4.6 Расчёт токов короткого замыкания (КЗ)

4.6.1 Исходные данные для расчетов

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

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,24 \cdot \frac{10,5^2}{24,71} = 1,071 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность генератора;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\text{а,Г}}} = \frac{1,071}{314 \cdot 0,045} = 0,076 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

где ω – угловая частота, равная 314 рад/с;

$T_{\text{а,Г}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивления силового трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{кз\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{25} = 61,49 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

где $u_{\text{кз\%}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$U_{\text{ВН}}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора.

$$r_{\text{T}} = \Delta P_{\text{К}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,12 \cdot \frac{121^2}{25^2} = 2,810 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность трансформатора;

$\Delta P_{\text{К}}$ – потери КЗ в трансформаторе.

Сопротивления ВЛ 110 кВ:

$$x_{\text{ВЛ}} = x_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,83 \cdot 80 = 66,40 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где $x_{\text{о,уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ.

l – длина ВЛ.

n – число параллельных линий.

$$r_{\text{ВЛ}} = r_{\text{о,уд}} \cdot l = 0,11 \cdot 80 = 8,8 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

где $r_{0,уд}$ – удельное активное сопротивление ВЛ.

Сопротивление системы:

$$x_c = \frac{U_{61}^2}{S_{к.з}} = \frac{110^2}{250} = 48,40 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

где U_{61} – базисное напряжение системы;

$S_{к.з}$ – мощность короткого замыкания системы;

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{48,40}{0,035 \cdot 314} = 4,40 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

где $T_{a,c} = 0,035$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, равная 0,035 с.

ЭДС генераторов:

$$E_r = E''_* \cdot U_{62} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.32)$$

где U_{62} – базисное напряжение генератора;

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

ЭДС системы:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_{61} = 1 \cdot 110 = 110 \text{ кВ}, \quad (4.33)$$

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

Коэффициент трансформации:

$$K_1 = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{121} = 0,087. \quad (4.34)$$

4.6.2 Расчёт токов короткого замыкания в ПК RastrWin

Ниже представлены таблицы смотрите рисунки 4.4-4.6 с внесенными в ПК исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор 1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор 2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Блок 1		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок 2		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	ОРУ 110кВ		110
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Система		110

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тип0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		Генератор 1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		Генератор 2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		Блок 1 - ОРУ 110кВ	2,81	61,49					0,087
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		Блок 2 - ОРУ 110кВ	2,81	61,49					0,087
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		ОРУ 110кВ - Система	8,80	66,40					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор 1	1	0,076	1,071	0,076	1,071	0,228	3,213	11,870
2			2	Генератор 2	2	0,076	1,071	0,076	1,071	0,228	3,213	11,870
3			4	Система	6	4,400	48,400	4,400	48,400	4,400	48,400	110,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

На рисунках 4.7 и 4.8 изображены результаты расчёта токов трёхфазного КЗ на выводах генераторов и ОРУ 110 кВ соответственно.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1					6,4619	-85,94

Рисунок 4.7 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на выводах генераторов

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	5					3,0641	-86,66

Рисунок 4.8 – Результат расчёта трёхфазного КЗ на ОРУ 110 кВ

На рисунке 4.9 изображён результат расчёта тока однофазного КЗ на ОРУ 110 кВ.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dt 1
1	1	1	1φ	5					1,4936	-86,62

Рисунок 4.9 – Результат расчёта однофазного КЗ на ОРУ 110 кВ

4.6.3 Результаты расчёта токов КЗ

Результаты расчетов токов КЗ представлены в таблице 4.6:

Таблица 4.6 – Результаты расчетов токов КЗ

Вид несимметрии	Тип ТКЗ	$I_{п.о.}$, кА	$K_{уд}$	i_y
1φ	ОРУ 110 кВ	1,49	1,72	3,62
3φ	ОРУ 110 кВ	3,06	1,72	7,44
3φ	Вывода генераторов 10,5 кВ	6,46	1,95	17,81

$$i_y = \sqrt{2} I_{п.о.} \cdot K_{уд}, \quad (4.35)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент.

$I_{ОРУ}^{(3)} = 7,44$ кА $>$ $I_{ОРУ}^{(1)} = 3,62$ кА, следовательно, величина тока трехфазного КЗ на ОРУ 110кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжеленного режимов

Проверка электрооборудования будет осуществляться следующими требованиями.

Для присоединения генератора расчетный ток утяжеленного режима будет определяться номинальной мощностью и напряжением, однако при снижении напряжения на 5%, в целях обеспечения номинальной мощности, необходимо усиливать ток ГГ на 5%.

$$I_{p,max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot 1,36 = 1,428 \text{ Ка.} \quad (4.36)$$

Рабочий ток присоединений силового трансформатора будет равен:

$$I_{p,max} = \frac{S_{Г,ном}}{0,95 \cdot \sqrt{3} U_{тр,ном}} = \frac{24,71}{0,95 \cdot \sqrt{3} \cdot 121} = 0,124 \text{ Ка.} \quad (4.37)$$

Рабочий ток в линиях связи:

$$I_{p,max} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{48,42}{3\sqrt{3} \cdot 110} = 0,085 \text{ Ка.} \quad (4.38)$$

По ЛЭП ток утяжеленного режима (определяется при отключении одной из них):

$$I_{p,утяж} = \frac{\sum S_{ГЭС}}{(n-1)\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{48,42}{(3-1)\sqrt{3} \cdot 110} = 0,127 \text{ Ка.} \quad (4.39)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

Используя каталог производителя ОАО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВВЭ-10-20/1600УЗ и разъединитель РВРЗ-3-10/2000УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВВЭ-10-20/2000УЗ	Разъединитель РВРЗ-3-10/2000УЗ
$U_{г} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{г,раб} = 1428 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$I_{н0} = 6,46 \text{ кА}$	$I_{пс.скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{эл.ст} = 85 \text{ кА}$
$i_y = 17,81 \text{ кА}$	$i_{пик.скв} = 52 \text{ кА}$	$I_{т.ст} = 31,5 \text{ кА}$
	$I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$	$t_{откл} = 3 \text{ с.}$
$B_{к,расч} = I_{н0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 6,46^2 \cdot (0,03 + 0,04) =$ $= 2,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТОЛ-10-II-2 производства компании ООО ТК «Электрощит». Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-II-2 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8– Выбор и проверка трансформаторов тока в цепях генераторов

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Параметр	ТОЛ-10-II-2
$U_{уст}, \text{кВ}$	10,5	$U_{ном}, \text{кВ}$	10,5
$I_{раб.мах}, \text{А}$	1428	$I_{ном}, \text{кА}$	2000
$B_k = I_{н0}^2 \cdot t_{отк} + t_{рз}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$6,46^2 \cdot (0,03 + 0,04) = 2,92$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$40^2 \cdot 3 = 4800$

Выбирается трансформатор напряжения ЗНОЛП-3 производства компании ООО ТК «Электороцит». Проверка трансформатора напряжения ЗНОЛП-3 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения в цепях генераторов

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		Параметр	ЗНОЛП-3
$U_{уст}, \text{кВ}$	10,5	$U_{ном}, \text{кВ}$	10,5

4.8.3 Выбор синхронизаторов и анализаторов

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

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

4.9 Выбор параметров ОРУ

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-110и разъединитель РГ-

110/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору ОРУ 110кВ

Параметр	Расчетные данные	Каталожные данные	
		ВЭБ-110	РГ-110/1000 УХЛ1
$U_{уст}, \text{кВ}$	110	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс}, \text{А}$	127	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п0}, \text{кА}$	3,06	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	-
$i_y, \text{кА}$	7,44	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
		$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{т.ст} = 31,5 \text{ кА}$
$B_k = I_{п0}^2 \cdot t_{отк} + t_{пз}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$3,06^2 \cdot (0,03 + 0,04) = 0,655$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 80^2 \cdot 3 = 19200, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в сети высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.12

Таблица 4.12 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

Выключатель ВЭБ-110 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-110-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформаторов тока ТОГФ-110-УХЛ1 представлена в таблице 4.13

Таблица 4.13 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{сети} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб.макс} < I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 124 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-110. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-110 представлены в таблице 4.14

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора напряжения

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

В Ору 110кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П-110 УХЛ, фирмы «ЗЭТО».

5 Релейная защита и автоматика

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

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры генератора представлены в таблице 5.1. Номинальные данные блочного трансформатора представлены в таблице 5.2. Номинальные данные трансформатора собственных нужд представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		Ед. изм.	СВ-300/100-16
мощность номинальная	полная	МВА	24,7
	активная	МВт	21
номинальное напряжение		кВ	10,5
коэффициент мощности $\cos \varphi$		о.е.	0,85
частота		Гц	50
частота вращения		об/мин	375
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		-	3
номинальный ток статора		А	1358
ток ротора при номинальной нагрузке		А	980
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		В	145
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	о.е.	0,95
	переходное $X'd$	о.е.	0,24
	сверхпереходное $X''d$	о.е.	0,18
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		о.е.	0,22
емкость обмотки статора		мкФ/фазу	0,72

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора

Тип	Ед. изм.	ТДН-25000/110-У1
мощность номинальная	МВА	25
номинальное напряжение	кВ	121/10,5
напряжение короткого замыкания	%	11,0
группа соединений	-	D/Ун-11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС

Тип	Ед. изм.	ТС-1000/10
мощность номинальная	МВА	1
номинальное напряжение	кВ	10,5/6,3
напряжение короткого замыкания	%	5,5
группа соединений	-	D/Ун-11

5.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-300/100-16 – 24,7 МВ·А:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита от перегрузки обмотки ротора;
- Защита от длительной форсировки;
- 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;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДН-63000/110-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Газовая защита;
- 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;
- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 110 кВ:

- Дифференциально-фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 110кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

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

На выпрямительном трансформаторе ТСЗП:

- Максимальная токовая защита
- Токовая отсечка

5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{21/0,85 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,358 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{K_{\text{сх}} I_{\text{нг}}^{(1)}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1 \cdot 1,358}{2000/5} = 3,40 \text{ А.} \quad (5.2)$$

По известным значениям тока ротора определяем длительно допустимый режим работы ротора:

$$I_{д.д.рот.} = 1,1 \cdot 980 = 1078 \text{ А.} \quad (5.3)$$

По значениям длительно допустимого тока ротора выбираем систему возбуждения:

Таблица 5.4 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС-210-1090-3 УХЛ4	1090/1880	210/465

После выбора системы возбуждения, по каталожным данным определяем выпрямительный трансформатор

Таблица 5.5 – Данные преобразовательного трансформатора

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток			Ток преоб-ля, А
		Сетевой, кВ	Вентильный, В	Преобразователя, В	
ТСЗП-1000/10-ГТ УЗ	920	10,5	475	730	1250

Проверяем выбранный трансформатор на перегрузочную способность, для этого определим кратность перегрузки трансформатора при протекании через него тока форсировки:

$$k_{пер} = \frac{I_{\phi} \cdot k_{сх}}{I_{н\ TE}}, \quad (5.4)$$

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 1880 А;

$k_{сх}$ – коэффициент схемы, 0,816;

$I_{н\ TE} = I_{\phi} \cdot k_{сх} = 1250 \cdot 0,816 = 1020 \text{ А}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1250 А;

$$k_{пер} = \frac{1880 \cdot 0,816}{1020} = 1,5.$$

По данным по перегрузки тока и времени длительности перегрузки, приведенным в таблице 5.6, видно, что посчитанную перегрузку допустимо удерживать более 18 минут.

Таблица 5.6 – Допустимые длительности перегрузки по току

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность, мин	60	45	32	18	5

$$I_{н.ТЕ}^{(1)} = \frac{S_{Т\ ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{920}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 50,6 \text{ А.} \quad (5.5)$$

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{н.ТЕ}^{(2)} = \frac{I_{н\ ТЕ}^{(1)}}{K_{ТТ}} = \frac{50,6}{200/5} = 1,26 \text{ А.} \quad (5.6)$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{р.ном}^{(2)} = \frac{I_{ном\ р} \cdot k_{сх}}{k_{ТТ} \cdot k_{ТП}}, \quad (5.7)$$

где $k_{сх}$ — коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{ном\ р}$ — номинальный ток ротора, паспортное значение, 980 А;

$k_{ТТ}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{ТП}$ — коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,475;

$$I_{р.ном}^{(2)} = \frac{980 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5 \cdot 0,475}} = 0,90 \text{ А.}$$

Длительно допустимый ток ротора:

$$I_{д.д.рот.}^{(2)} = \frac{1078 \cdot 0,816}{\frac{200 \cdot 10,5}{5 \cdot 0,475}} = 1,00 \text{ А.}$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Защита преобразовательного трансформатора

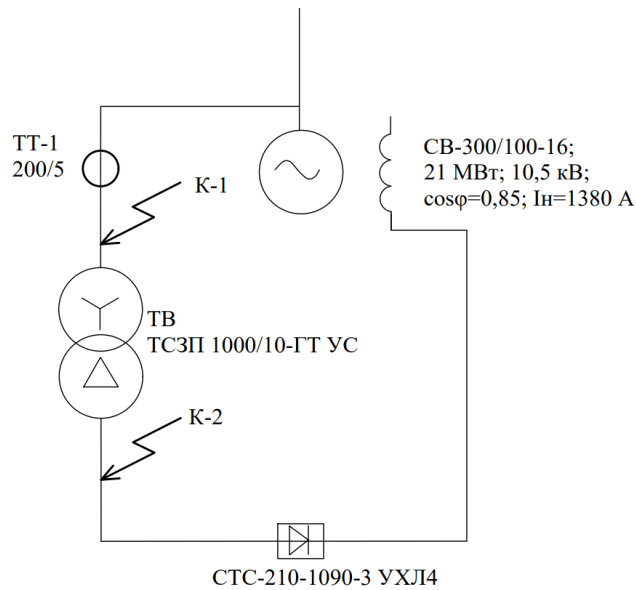


Рисунок 5.1 - Схема для расчета защит преобразовательного трансформатора

Определяем токи короткого замыкания из следующих соотношений: ток трёхфазного короткого замыкания перед трансформатором на холостом ходу синхронного генератора (точка К1):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{E_{г''}}{x_{d''}} \cdot I_{г \text{ ном}} = \frac{1}{0,18} \cdot 1358 = 7544 \text{ А.} \quad (5.8)$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''^{(3)}_{(к1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7544 = 6534 \text{ А.} \quad (5.9)$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ (за выпрямительным трансформатором) протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{I_{н \text{ TE}}^{(1)}}{u_{к\%}} \cdot 100\% = \frac{50,6}{8} \cdot 100\% = 632 \text{ А.} \quad (5.10)$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''^{(3)}_{(к2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 632 = 547 \text{ А.} \quad (5.11)$$

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, которое равно 1,8. Чувствительность МТЗ, определяемая как отношение тока двухфазного КЗ за трансформатором к току уставки, должна быть не ниже 1,5. Расчет проводится в следующей последовательности:

Определяем минимальное значение тока уставки реле МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ мин}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{ф}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot I_{\text{ТВ ном}}}{k_{\text{в}} \cdot k_{\text{тт}} \cdot k_{\text{тп}}}, \quad (5.12)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, 1,2;

$k_{\text{ф}}$ – коэффициент форсировки, 1,8;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы трехфазного шестипульсного выпрямления, определяющий отношение эффективного значения фазного тока на стороне переменного тока преобразователя к среднему значению выпрямленного тока, 0,816;

$I_{\text{ТВ ном}}$ – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение), 1090 А;

$k_{\text{в}}$ – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

$k_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока, 200/5;

$k_{\text{тп}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,475;

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 1,8 \cdot 0,816 \cdot 1090}{0,8 \cdot \frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,475}} = 2,72 \text{ А.}$$

Далее приводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{МТЗ}}^* = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{I_{\text{н.ТЕ}}^{(2)}} = \frac{2,72}{1,26} = 2,16 \text{ о. е.} \quad (5.13)$$

Таким образом принимаем уставку срабатывания МТЗ 2,16 о. е.

Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч МТЗ}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{МТЗ}}^{(2)}} = \frac{547}{\frac{200}{5} \cdot 2,72} = 5,03 \geq 2. \quad (5.14)$$

Выдержка времени МТЗ отстраивается от времени перегорания предохранителей тиристорных преобразователей и составляет;

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,4 \text{ с.}$$

Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного КЗ на стороне вентильной обмотки ТП, при этом отсечка не должна реагировать на бросок тока намагничивания, достигающего пятикратного значения номинального. Чувствительность отсечки, определяемая как отношение минимального тока КЗ на стороне генераторного напряжения к току уставки, должна быть не менее 2.

Определяем минимальное значение тока уставки ТО:

$$I_{TO} = \frac{k_H \cdot I_{K2}^{(3)}}{k_{TT}} = \frac{1,4 \cdot 632}{200/5} = 22,12 \text{ A}, \quad (5.15)$$

где k_H – минимальное значение коэффициента надежности для ТО (1,4);
 Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{MG} = \frac{5 \cdot I_{HTE}^{(1)}}{k_{TT}} = \frac{5 \cdot 50,6}{200/5} = 6,32 \text{ A}. \quad (5.16)$$

Уставка реле ТО принимается равной или больше максимального из двух полученных значений.

$$I_{ср.ТО} = 22,12 \text{ A}.$$

Далее приводим его в относительные единицы:

$$I_{ср.ТО}^* = \frac{I_{ТО}}{I_{HTE}^{(2)}} = \frac{22,12}{1,26} = 17,56 \text{ о. е.} \quad (5.17)$$

Таким образом принимаем уставку срабатывания ТО 17,56 о. е.
 Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{ч\ TO} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{k_{TT} \cdot I_{ТО}} = \frac{6534}{200/5 \cdot 22,12} = 7,38 \geq 2. \quad (5.18)$$

5.4.2 Продольная дифференциальная защита

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

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

Номинальный ток генератора: $I_G^{(1)} = 1358 \text{ A}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $k_{TT} = 2000/5 \text{ A}$.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_G^{(1)}, \quad (5.19)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 1358 = 67,9 \text{ А},$$

Уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора по первому условию:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}}, \quad (5.20)$$

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

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 67,9 = 135,8 \text{ А},$$

Необходимо выполнить расчет установки начального тока срабатывания дифференциальной защиты генератора с учетом отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания на стороне НН выпрямительного трансформатора:

$$I_{\text{СР.0}} \geq I_{\text{К2}}^{(3)} \cdot K_{\text{Н}}, \quad (5.21)$$

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

$$I_{\text{СР.0}} \geq 632 \cdot 1,1 = 695,2 \text{ А}.$$

Исходя их двух условий, необходимо выбрать наибольшее по значению. Следовательно, уставка начального тока срабатывания принимается по второму условию:

$$I_{\text{СР.0}}^{(2)} \geq \frac{I_{\text{СР.0}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{695,2}{2000/5} = 1,74 \text{ А}. \quad (5.22)$$

Уставка начального тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{\text{СР.0}}^* \geq \frac{I_{\text{СР.0}}^{(2)}}{I_{\Gamma}^{(2)}}, \quad (5.23)$$

где $I_{\Gamma}^{(2)} = 3,4 \text{ А}$ - номинальный ток генераторного напряжения, приведённый к низшей стороне трансформатора тока;

$$I_{\text{СР.0}}^* \geq \frac{1,74}{3,4} = 0,51 \text{ о. е.}$$

Принимаем эту уставку кратной 0,05 о.е., следовательно:

$$I_{\text{СР.0}}^* = 0,5 \text{ о. е.},$$

2) Коэффициент торможения K_T определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_T выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(max)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{скв.max}, \quad (5.24)$$

где $K_{АП} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока

$I_{скв.max}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения:

$$I_{скв.max} = \frac{E_q''}{x_d''} \cdot I_{\Gamma}^{(1)}, \quad (5.25)$$

где E_q'' – сверхпереходная ЭДС генератора по поперечной оси при номинальных условиях, о.е.;

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2}, \quad (5.26)$$

где $\sin\varphi_{\Gamma} = \sqrt{1 - (\cos\varphi_{\Gamma})^2} = 0,53$,

$$E_q'' = \sqrt{(\cos\varphi_{\Gamma})^2 + (\sin\varphi_{\Gamma} + x_d'')^2} = \sqrt{(0,85)^2 + (0,53 + 0,18)^2} = 1,1 \text{ о. е.}$$

$$I_{скв.max} = \frac{1,1}{0,18} \cdot 1358 = 8299 \text{ А.}$$

$$I_{НБ(max)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 8298 = 830 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(max)} \cdot K_{отс}}{I_T}, \quad (5.27)$$

где $K_{отс} = 2$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность защиты, приближенность расчета токов КЗ и необходимый запас;

I_T – ток торможения в рассматриваемом режиме:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ.max} \cdot (I_{СКВ.max} - I_{НБ(max)}) \cdot \cos\alpha}, \quad (5.28)$$

где $\alpha = 10^\circ \div 20^\circ$ – угол между векторами токов плеч защиты;

$$I_T = \sqrt{8299 \cdot (8299 - 830) \cdot \cos 15^\circ} = 7738 \text{ А.}$$

$$K_T > \frac{830 \cdot 2}{7738} = 0,21.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{НТ} = \frac{I_{СР.0}^*}{K_T} = \frac{0,5}{0,5} = 1 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

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

$$B \geq I_{НТ}. \quad (5.30)$$

$$B \geq 1 \text{ о. е.}$$

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

На рисунке 5.2 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

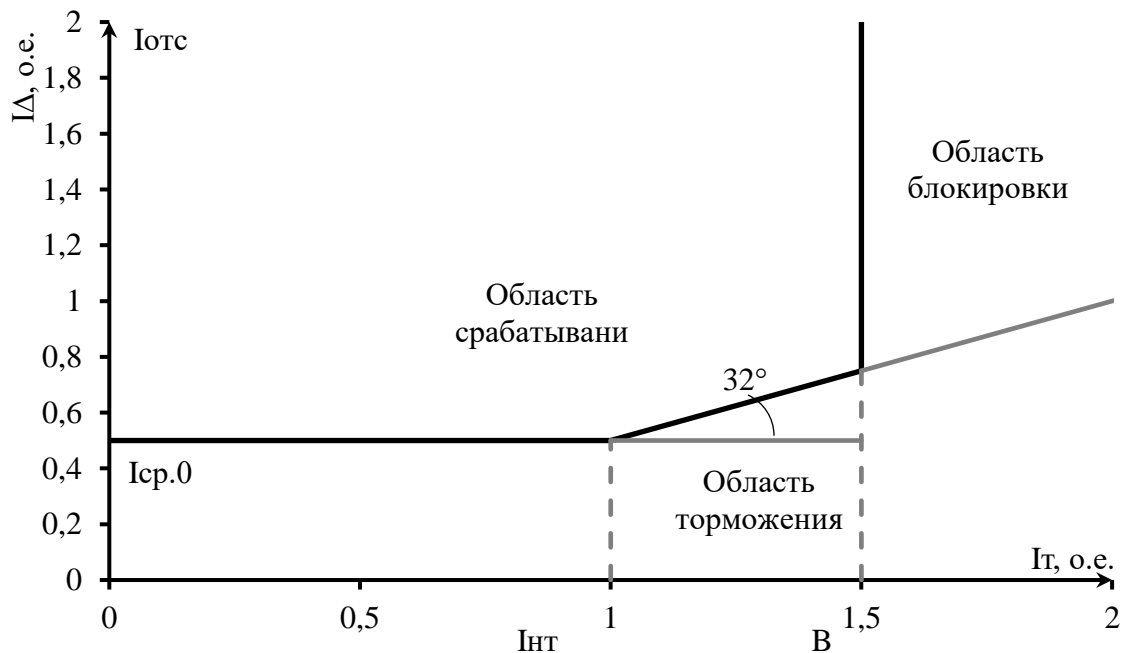


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается дифференциальная токовая отсечка. Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается по условию отстройки от максимального тока небаланса в режиме внешнего КЗ или АХ:

$$I_{\text{отс}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 6 \cdot 1358 = 8142 \text{ А}, \quad (5.31)$$

где $k_{\text{отс}} = 6$ – коэффициент отстройки;

Уставка органа отсечки приведённая к низшей стороне т.т.:

$$I_{\text{отс}}^{(2)} = \frac{8142}{2000/5} = 20,37 \text{ А}.$$

В относительных единицах:

$$I_{\text{отс}}^* = \frac{20,37}{3,4} = 6,00 \text{ о. е.}$$

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; Напряжение срабатывания органа основной гармонике 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, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.3.

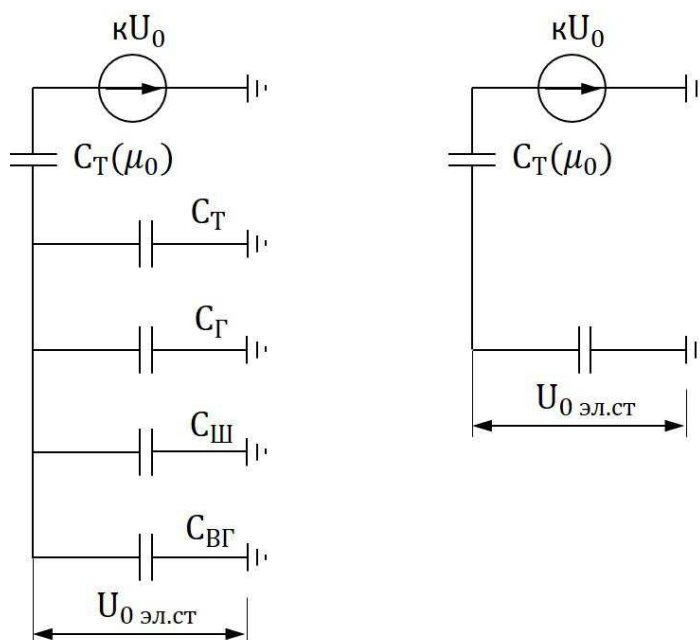


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,010 + 0,72 + 0,008 + 0,26 = 0,998 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.32)$$

где C_{Γ} – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю.

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю.

$C_{\text{ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле.

$C_{\text{В.Г}}$ – ёмкость генераторного комплекса 10,5 кВ.

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

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu_0)}{C(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 23,29 \cdot \frac{0,010}{0,010 + 0,998} = 116 \text{ В}, \quad (5.33)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. Для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

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

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ}. \quad (5.34)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,998 = 5,69 \text{ А.} \quad (5.35)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3 \cdot U_0 \text{ ЭЛСТ}}{n_{ТН}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 116}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 3,02. \quad (5.36)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 6,0с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.4.4 Защита от повышения напряжения

1) Первая ступень защиты $U1>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора в режиме холостого хода

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.38)$$

где $U_{ном.г}$ – номинальное напряжение статора генератора;

$K_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

2) Вторая ступень защиты $U2>$ предназначена для защиты от повышения напряжения статора гидрогенераторов в режимах резкого сброса нагрузки.

Уставка защиты $U2>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_{ном.г}}{K_{ТН}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В}. \quad (5.39)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Выдержку времени срабатывания первой ступени защиты принимаем равной 1 с, второй ступени 0,5 с.

5.4.5 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

Базовый ток:

$$I_{баз} = \frac{I_{нг}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{1358 \cdot 1}{2000/5} = 3,4 \text{ А}. \quad (5.40)$$

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.41)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.42)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита включает в себя следующие 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). Согласно указаний завода-изготовителя МП-защит НПП ЭКРА ток срабатывания сигнального органа должен быть не выше длительно допустимого тока обратной последовательности для защищаемого генератора. Так как отсутствуют данные допустимого тока обратной последовательности в обмотках генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14% от номинального тока генератора в первичной цепи.

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)} = 0,07 \cdot 3,4 = 0,24 \text{ о. е.} \quad (5.43)$$

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 условии, что допустимый ток обратной последовательности $I_{*2} = 0,14$ о. е. – сделаем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,14^2} = 1531 \text{ с.}$$

Уставка тока срабатывания пускового органа равна:

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_H} = \frac{0,14}{1,2} = 0,12, \quad (5.44)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = I_{*2\text{ПУСК}} \cdot I_H = 0,12 \cdot 3,4 = 0,408 \text{ А.} \quad (5.45)$$

В относительных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = \frac{I_{2\text{ПУСК}}}{I_{\text{баз}}} = 0,12 \text{ о. е.}$$

При выбранном значении уставки пускового тока время максимальной длительности перегрузки оставляем равным $T_{\text{макс}} = 1531 \text{ сек.}$, при этом расчетная длительность перегрузки может быть увеличена:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{(I_{2\text{ПУСК}}^*)^2} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2083 \text{ с.} \quad (5.46)$$

По указанию завода-изготовителя МПЗ НПП ЭКРА минимальное время срабатывания защиты принимаем:

$$t_{\text{min}} = 0,5 \text{ с.}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{A_{\text{ИО}}}{(I_{*2})^2}. \quad (5.47)$$

$$A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}. \quad (5.48)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_n	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,25	0,2	0,12
Длительность (с)	30	83	120	188	333	480	750	1531

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.4.

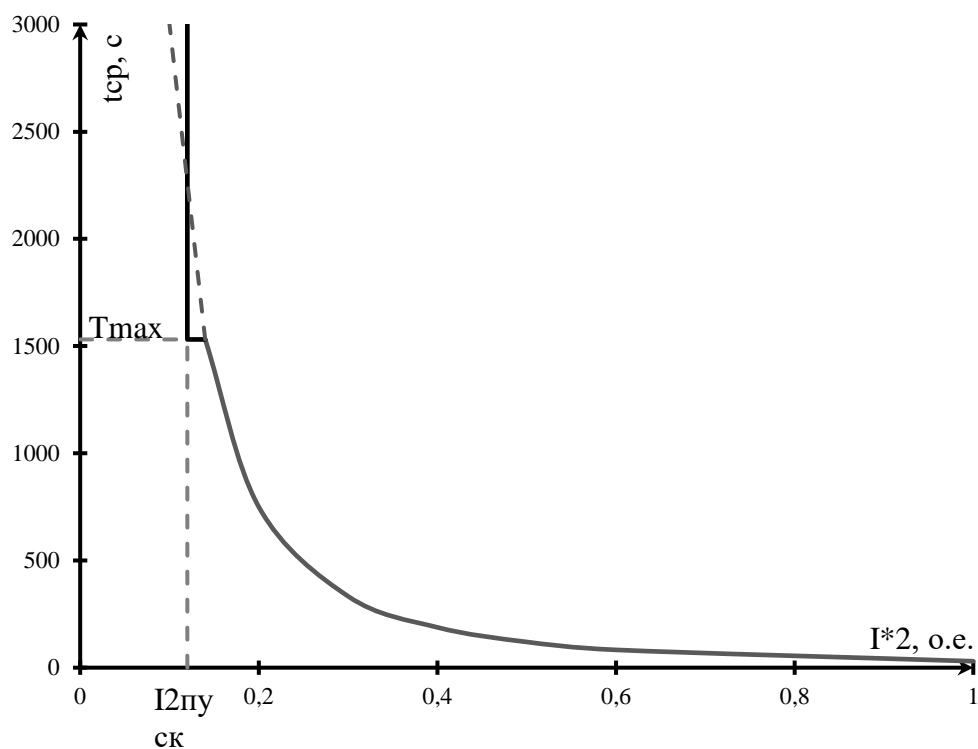


Рисунок 5.4. – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 0,5 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 1530 \text{ с}$.

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» ($I_{\text{охл}}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя

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.

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} \quad (5.49)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА.}$$

$$U_{\text{баз1}} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$U_{\text{баз2}} = 121 \text{ кВ.}$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз1}}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5499 \text{ А.} \quad (5.50)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз2}}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 121} = 477,1 \text{ А.} \quad (5.51)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 0,18 \cdot \frac{10,5^2}{24,7} \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,729 \text{ о. е..} \quad (5.52)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = \frac{11}{100} \cdot \frac{121^2}{25} \cdot \frac{100}{121^2} = 0,44 \text{ о. е..} \quad (5.53)$$

$$I_{\text{кз.}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*} = \frac{1}{0,729 + 0,44} = 0,86 \text{ о. е..} \quad (5.54)$$

$$I_{2\text{кз.}}^{*(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot I_{\text{кз.}}^{*(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot 0,86 = 0,43 \text{ о. е..} \quad (5.55)$$

Переведем в именованные единицы

$$I_{2\text{нн}}^{*(2)} = I_{2\text{кз.}}^{*(2)} \cdot I_{\text{баз1}} = 0,43 \cdot 5499 = 2362 \text{ А.} \quad (5.56)$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{\text{т.т.}}^{(2)\text{н.н.}} = \frac{I_{2\text{нн}}^{*(2)}}{k_{\text{тт}}} = \frac{2362}{2000/5} = 5,9 \text{ А.} \quad (5.57)$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя при проектировании принимаем уставку отсечки из диапазона $(0,5 - 0,8) \cdot I_{\text{r}}^{(2)}$. При этом

коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 1,2$. Принимаем уставку $0,55 \cdot I_{\text{r}}^{(2)}$, т.е, 0,55 о.е.

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} = 0,55 \cdot 3,4 = 1,87 \text{ А.}$$

Далее проводим проверку по коэффициенту чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{т.т.}}^{(2) \text{ н.н.}}}{I_{2 \text{ с.з.}}} \geq 1,2. \quad (5.58)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5,9}{1,7} = 3,16 > 1,2.$$

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 7,0 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6. Защита от симметричных перегрузок

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.

Базовый ток:

$$I_{\text{нг баз}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{1358 \cdot 1}{2000/5} = 3,4 \text{ А.} \quad (5.59)$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нг}}^{(2)}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot 3,4}{0,98} = 3,64 \text{ А,} \quad (5.60)$$

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

$K_{\text{в}} = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 6$ с.

В относительных единицах:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{1,07 I_{\text{НГ}}^{(2)}}{I_{\text{НГ баз}}^{(2)}} = 1,07 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98}. \quad (5.61)$$

$$I_{1\text{ПУСК}} = 1,1 \cdot 3,4 = 3,74 \text{ А.}$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,1 I_{\text{НГ}}^{(2)}}{I_{\text{НГ баз}}^{(2)}} = 1,1 \text{ о. е.}$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.8:

Таблица 5.8 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.5.

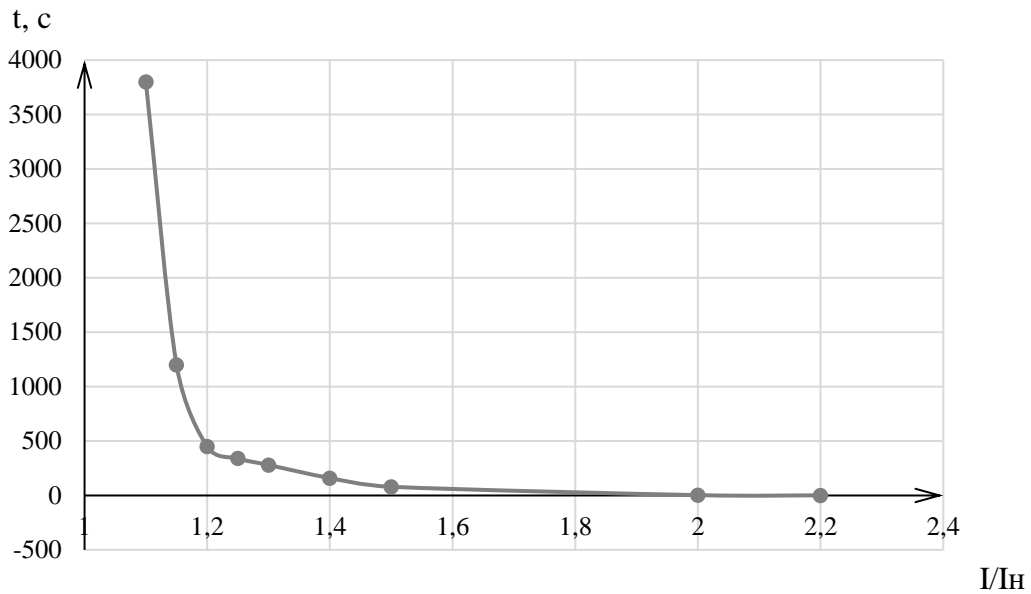


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

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.

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

Уставка органа осечки:

$$I_{1\text{ TO}}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_\Gamma^{(2)}}{K_B} = \frac{1,2 \cdot 3,4}{0,98} = 4,16 \text{ А.} \quad (5.62)$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ TO}}^* = \frac{I_{1\text{ TO}}^{(2)}}{I_\Gamma^{(2)}} = \frac{4,16}{3,4} = 1,22 \text{ о. е.}$$

Чувствительность защиты проверяется при трехфазном КЗ на шинах ВН блока в установившемся режиме короткого замыкания:

$$I_{\text{к.з.}}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{\text{ген.баз.}}^* + X_{\text{тр-ра.баз.}}^*} = \frac{1}{0,17 + 0,08} = 4,00 \text{ о. е.} \quad (5.63)$$

$$K_\text{ч} = \frac{I_{\text{к.з.}}^{*(3)}}{I_{1\text{ TO}}^*} \geq 1,2. \quad (5.64)$$

$$K_\text{ч} = \frac{4,00}{1,22} = 3,3 > 1,2.$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{ном.Г}}{K_B \cdot K_{TH}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66,02 \text{ В.} \quad (5.65)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

2.7 Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 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 Ахметовской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}, \quad (5.66)$$

где K_T – коэффициент токораспределения, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ:

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 121^2}{25} = 65,42 \text{ Ом.}$$

$$Z_{1Л} = \sqrt{r^2 + x^2} = \sqrt{(5,67)^2 + (6,12)^2} = 8,34 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 65,42 + \frac{0,8}{4} \cdot 8,34 = 54 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_1^* \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{24,7}{25} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{24,7}{121^2} \cdot 8,34 = 0,09 \text{ о. е.}$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_1^* \cdot Z_{\text{баз.}}, \quad (5.67)$$

$$\text{где } Z_{\text{баз.}} = \frac{U_{\text{ном.г}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5^2}{25} = 4,46 \text{ Ом.}$$

$$Z_1 = 0,09 \cdot 4,46 = 0,40 \text{ Ом.}$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}}. \quad (5.68)$$

$$Z_{1\text{СЗ}} = 0,40 \cdot \frac{2000/5}{10500/100} = 1,52 \text{ Ом.}$$

Принимаем уставку: $Z_{1\text{СЗ}} = 1,52 \text{ Ом.}$

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, $\Delta Z = 30 - 50 \text{ Ом/сек.}$

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 1,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей, останов турбины и сброс АРЗ.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Г}}^{(1)}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 1358} = 4,46 \text{ Ом.} \quad (5.69)$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}}^{(2)} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} = 4,46 \cdot \frac{2000/5}{10500/100} = 17,00 \text{ Ом.} \quad (5.70)$$

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит

$$I_{\Phi}^* = \frac{I_{\Phi}}{I_{\text{р.ном}}^{(1)}} = \frac{1880}{980} = 1,9 \text{ о. е.} \quad (5.71)$$

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{НОМ.Г}}^*}{I_{\Phi}^*} = \frac{0,95 \cdot 1}{1,9} = 0,5 \text{ о. е.} \quad (5.72)$$

Сопротивление нагрузки в режиме форсировки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^2 = Z_{\text{НАГР.Ф}}^* \cdot Z_{\text{НАГР.Ф}}^{(2)} \quad (5.73)$$

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^2 = 0,5 \cdot 17,00 = 8,50 \text{ Ом.}$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\Gamma}}{0,95 \cdot I_{\Phi}^*} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,9} = 0,47. \quad (5.74)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 61,96^\circ$.

Угол нагрузки в нормальном режиме равен $\varphi_{\text{НАГР.Н}} = 31,79^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_2^* = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}^*}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,47}{1,1} = 0,43 \text{ о. е.} \quad (5.75)$$

Z_2 в первичных Омах составит:

$$Z_2 = Z_2^* \cdot Z_{\text{баз.}} = 0,43 \cdot 4,46 = 1,91 \text{ Ом.} \quad (5.76)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_2 \cdot \frac{K_{\text{ТГ}}}{K_{\text{ТН}}} = 1,91 \cdot \frac{2000/5}{10500/100} = 7,28 \text{ Ом.} \quad (5.77)$$

Принимаем уставку: $Z_{2\text{СЗ}} = 7,28 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,23 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 1,092 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение поля генератора.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

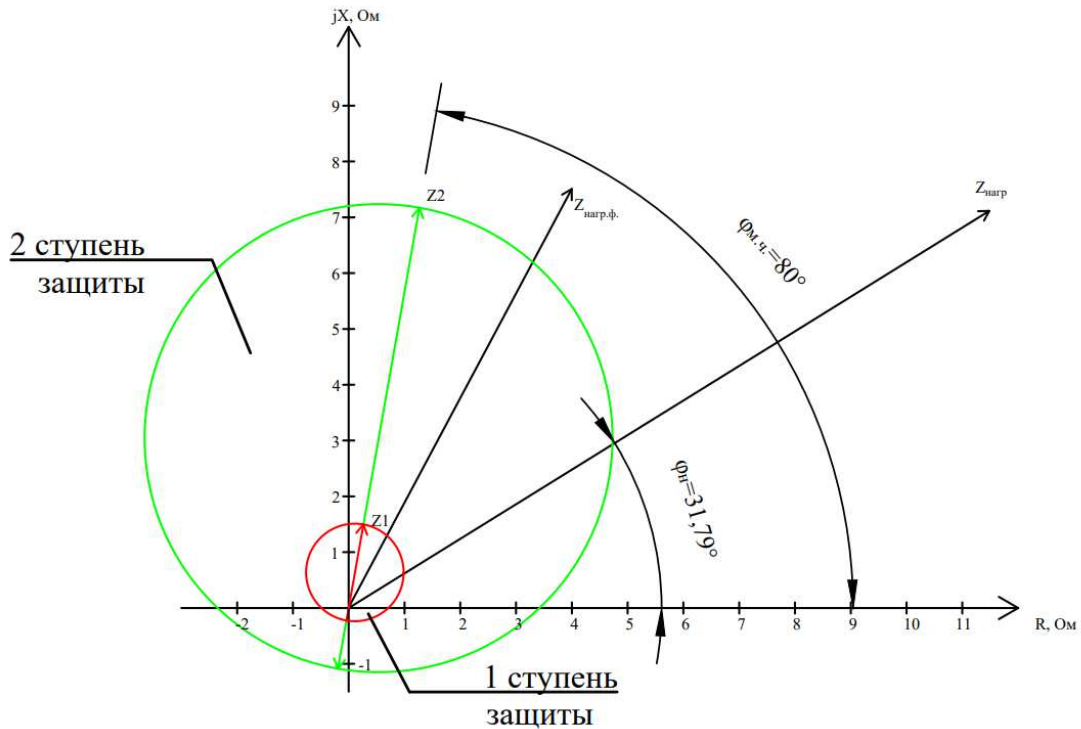


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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 приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Р.СИГН.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{р.ном}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot 0,90}{0,98} = 0,96 \text{ А}, \quad (5.78)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата;

В относительны единицах:

$$I_{Р.СИГН.}^* = \frac{I_{Р.СИГН.}^{(2)}}{I_{р.ном}^{(2)}} = \frac{0,96}{0,9} = 1,07 \text{ о. е.} \quad (5.78)$$

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

Уставка пускового органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{P.ПУСК.}^{(2)} = \frac{K_H \cdot I_{д.д.рот.}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,08 \cdot 1}{0,98} = 1,10 \text{ А.} \quad (5.79)$$

В относительных единицах:

$$I_{P.СИГН.}^* = \frac{I_{P.ПУСК.}^{(2)}}{I_{P.НОМ}^{(2)}} = \frac{1,10}{0,9} = 1,22 \text{ о. е..} \quad (5.80)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме таблица 5.9, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.7

Таблица 5.9. – 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)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

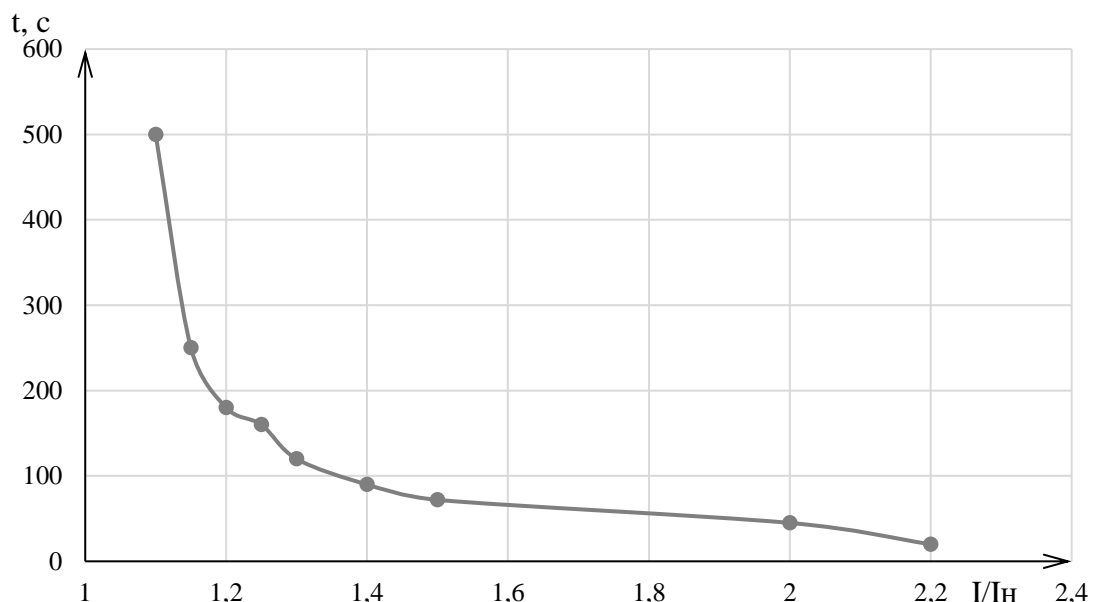


Рисунок 5.7 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P.TO}^{(2)} = \frac{I_{\Phi}^* \cdot K_H \cdot I_{P.HOM}^{(2)}}{K_B} = \frac{1,9 \cdot 1,1 \cdot 0,9}{0,98} = 1,92 \text{ A.} \quad (5.81)$$

В относительных единицах:

$$I_{P.TO}^* = \frac{I_{P.TO}^{(2)}}{I_{P.HOM}^{(2)}} = \frac{1,92}{0,9} = 2,13 \text{ о. е.} \quad (5.82)$$

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 Ахметовской ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении В, таблица В.1 и В.2 соответственно.

6 Компонировка сооружений и гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

Класс ГТС назначают в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 02.11.2013 № 986.

При сопоставлении критериев выбирается наивысший класс сооружения. По данным таблицы 6.1 принимаем для проектируемого гидротехнического сооружения III класс.

Таблица 6.1 – Критерии выбора класса ГТС

Критерий	Параметр	Класс
1. Тип грунта основания и высота сооружения	Скальный, 20 м	III
2. Мощность	42 МВт	III
3. Изолированность от энергетических систем	Не изолирована	III
4. Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии ГТС	От 500 до 1500	III
5. Число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии ГТС	Менее 2000	III

6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины

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

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

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

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

где Δh_{set} – высота ветрового нагона;

$h_{1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

a – конструктивный запас, $a = 0,5$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot d)} \cdot \cos \alpha_w, \quad (6.3)$$

где $v = 10$ м/с – расчетная скорость ветра;

$K_W = 0,0000021$ – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$L = 2500$ м – длина разгона волны;

$\alpha_w = 0^\circ$;

d – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{V_{НПУ} - V_{ДНА}}{2} = \frac{716 - 700}{2} = 8 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Высота ветрового нагона волны в ВБ равна:

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 2500}{9,81 \cdot 8} \cdot 1 = 0,007 \text{ м.}$$

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

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 2500}{10^2} = 245,25. \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21189,6, \quad (6.6)$$

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

По верхней огибающей кривой графика снимаем величины $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ для полученных значений $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$, результаты которых представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты, полученные из графика

Параметр	$\frac{g \cdot L}{v^2} = 245,25$	$\frac{g \cdot t}{v} = 21189,6$
$\frac{g \cdot \bar{T}}{v}$	1,8	4,6
$\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2}$	0,025	0,1

Принимаем наименьшие значения $\frac{g \cdot \bar{h}}{v^2} = 0,025$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{v} = 1,8$ и определяем параметры волны.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,015 \cdot v^2}{g} = \frac{0,025 \cdot 10^2}{9,81} = 0,25 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,4 \cdot v}{g} = \frac{1,8 \cdot 10}{9,81} = 1,83 \text{ с.} \quad (6.8)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,83^2}{2 \cdot 3,14} = 5,26 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Проверка на глубоководность $d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2}$; $8 \geq 2,63$ условие выполняется, значит, зона глубоководная.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,1 \cdot 0,25 = 0,53 \text{ м,} \quad (6.10)$$

где $k_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{v^2}$.

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = 0,07 + 0,53 + 0,5 = 1,1 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины равна:

$$\nabla \text{ГБП} = 716,6 + 1,1 = 717,8 \text{ м.}$$

Принимаем $\nabla \text{ГБП} = 717,8 \text{ м.}$

6.3 Выбор максимальных расчетных расходов для основного и поверочного расчетных случаев – $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}$; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}}$

Расходы определяем из таблицы 6.3 в соответствии с рисунком 6.1

Таблица 6.3 – Отм. УНБ = $f(Q_{\text{НБ}})$

$p, \%$	0,5%	1%	3%	$Q_{\text{сан}}$
$Q_{\text{макс}}$	249	232	205	4
Отм. УНБ	704,42	704,4	704,37	701

Расчетные случаи	Классы сооружений			
	I	II	III	IV
Основной	0,1	1,0	3,0	5,0
Поверочный	0,01*	0,1	0,5	1,0

Рисунок 6.1 – Ежегодные вероятности превышения расчётных максимальных расходов воды, %

Следовательно: $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 205 \text{ м}^3/\text{с}$; $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 249, \text{ м}^3/\text{с}$;

6.4 Расчет пропускной способности гидроузла, включая заглубленные водопропускные отверстия для сработки полезного объема водохранилища и притока за период от НПУ до УМО

6.4.1 Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты определяют напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}) = 716,00 - 704,37 = 11,63 > 30,00 \text{ м.} \quad (6.11)$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}}) = 717,00 - 704,42 = 12,58 > 30,00 \text{ м.} \quad (6.12)$$

Паводок может быть пропущен через гидроагрегаты

Значение $H_{\text{мин}}^{\text{турб}}$ определено по режимному полю.

Определим расход через один гидроагрегат при основном $Q_{\text{осн}}^{\text{га}}$ и поверочном $Q_{\text{пов}}^{\text{га}}$ расчетном случае, используя формулу мощности:

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9.81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{21000}{9.81 \cdot (79,63 - 1) \cdot 0,95} = 28,66 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}} [\text{кВт}]}{9.81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{21000}{9.81 \cdot (80,58 - 1) \cdot 0,95} = 28,32 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.14)$$

Согласно СП 58.13330.2012 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов – m , должно быть не более:

$$m = (n - 1). \quad (6.15)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = 28,66 \cdot 2 = 57,32 \text{ м}^3/\text{с.}$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = 28,32 \cdot 2 = 56,63 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая составляет:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c = 205,00 - 57,32 - 34,13 = 113,55 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.16)$$

где

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{440000 + 1280160}{50400} = 34,13 \text{ м/с.} \quad (6.17)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c = 249,00 - 56,63 - 34,13 = 158,24 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.18)$$

6.4.2 Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла

Задаются диаметром водовыпускного отверстия D от 1 до 5: $D = 1,5 \text{ м}$

Принимают отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее

$$\frac{D}{2} + 2 = \frac{1,5}{2} + 2 = 2,75 \text{ м.} \quad (6.19)$$

Отм. ЦО = отм. пола галереи + высота галереи + 3,5 = 701 + 2,75 + 2 = 705,75 м.

Напор над центром выходного сечения водовыпуска H – разность отметок (НПУ + УМО)/2 и центра водовыпускного отверстия ЦО.

$$H = (716,00 + 709,00)/2 - 705,75 = 6,75 \text{ м.}$$

Определяют расход через отверстие:

$$q_{\text{вв}} = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 1,77 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 6,75} = 32,60 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.20)$$

где μ – коэффициент расхода 0,8;

ω – площадь водовыпускного отверстия диаметром 1,5 м.

$$\omega = \pi \cdot R^2 = 3,14 \cdot 0,75^2 = 1,77 \text{ м}^2. \quad (6.21)$$

Определяют количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода $Q_{\text{ср}}$

$$n = \frac{Q_{\text{ср}}}{q_{\text{вв}}} = \frac{34,13}{32,60} = 1,05. \quad (6.22)$$

Принимаем 2 отверстия диаметром 1,5 м.

6.4.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяют удельный расход на рисберме

$$q_p = [v_h] h_{\text{НБ}}, \quad (6.23)$$

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

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки. Принимаем $[v_h] = 5$ м/с.

Глубина в нижнем бьефе:

$$h_{\text{НБ}} = 705,37 - 700 = 5,37 \text{ м.}$$

$$q_p = 5 \cdot 5,37 = 26,85 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определяют удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 26,85 = 33,56 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Ширина водосливного фронта: $B = \Sigma b$

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_B} = \frac{113,55}{33,56} = 3,38 \text{ м.} \quad (6.24)$$

Принимаем 4 пролета шириной $b = 3$ м.

Расчетная ширина водосливного фронта B равна $4 \cdot 3 = 12$ м.

6.4.4 Определение напора на водосливе

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02}

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{113,55}{0,49 \cdot 3 \cdot 4 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 2,67 \text{ м,} \quad (6.25)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля (в проекте принимаем $m = 0,49$)

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{113,55}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 4 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 5,53 \text{ м}, \quad (6.26)$$

где σ – коэффициент подтопления (в проекте $\sigma = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_0}{b} = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (4-1)0,45}{4} \right] \frac{3,33}{3} = 0,89. \quad (6.27)$$

6.4.5 Определение напора на водосливе

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 2,84 - \frac{1,1 \cdot 0,34^2}{2 \cdot 9,81} = 2,84 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{113,55}{(716 - 700) \cdot (12 + (4-1) \cdot 3)} = 0,34 \text{ м/с}, \quad (6.29)$$

где δ_B – толщина быка, зависит от конструкции затворов и размеров перекрывааемых водосливных отверстий (в КП принимаем $\delta_B = 3$ м – для пролетов шириной $b \leq 14$ м).

6.4.6 Определение отметки гребня водослива

Назначают $H_{\text{ст}}$ – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом.

$$H = 2,84 \text{ м.}$$

$$H_{\text{ст}} = 3 \text{ м.}$$

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 716,00 - 3 = 713,00 \text{ м.} \quad (6.30)$$

6.4.7 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{158,24}{0,49 \cdot 12 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 3,33 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Вычисляют напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{158,24}{0,49 \cdot 0,89 \cdot 4 \cdot 3 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 3,61 \text{ м.} \quad (6.32)$$

6.4.8 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{\text{пов}} = H_{\text{в}}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V^2}{2g} = 3,61 - \frac{1,1 \cdot 0,42^2}{2g} = 3,6 \text{ м,} \quad (6.33)$$

где

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n-1)\delta_{\text{б}})} = \frac{158,24}{(717,81 - 700)(12 + (4-1)3)} = 0,42 \text{ м/с.} \quad (6.34)$$

Определяют расчетную отметку форсированного уровня, т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 713,00 + 3,60 = 716,60 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Принимаем отметку ФПУ 716,60 м, данная отметка не будет превышена при пропуске форсированного расхода

6.4.9 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля водосливной плотины производится по данным таблицы 6.4

Таблица 6.4 – Координаты для построения оголовков безвакуумного водослива с оголовком профиля

X	Y	X	Y	X	Y
0	0,378	14	1,692	28	7,386
1	0,108	15	1,983	29	7,92
2	0,021	16	2,292	30	8,5
3	0	17	2,619	31	9,039
4	0,018	18	2,961	32	9,621

Окончание таблицы 6.4

X	Y	X	Y	X	Y
5	0,081	19	3,324	33	10,215
6	0,18	20	3,705	34	10,827
7	0,3	21	4,107	35	11,454
8	0,438	22	4,524	36	12,093
9	0,594	23	4,959	37	12,747
10	0,768	24	5,4	38	13,413
11	0,963	25	5,88	39	14,094
12	1,182	26	6,366	40	14,814
13	1,425	27	6,867		

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге C-D радиусом R смотрите рисунок 6.2 Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины p_v и напора на водосливе $H_{ст}$ [38, таблица 6-14]

$$H = 13 \text{ м}, p_v = 3,6 \text{ м.}$$

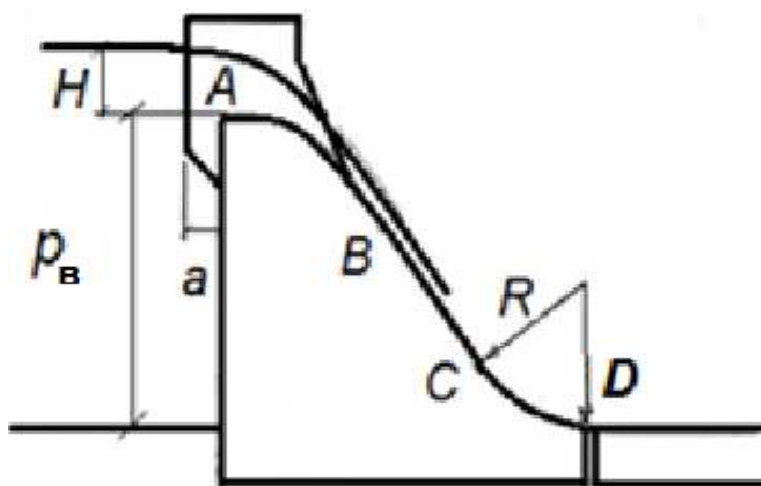


Рисунок 6.2 – Схема профиля водосливной грани

6.4.10 Определение отметки гребня плотины

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$VГБ = VГВ + 1,6 \cdot H_{ст} = 713,00 + 1,6 \cdot 3 = 717,8 \text{ м.} \quad (6.36)$$

6.5 Обоснованный выбор состава ГТС и компоновки гидроузла

В данном проекте принимается бетонная гравитационная плотина. Т.к. вблизи створа не имеется карьеров или залежей насыпных материалов пригодных для строительства грунтовой плотины.

Местность со стороны НБ имеет довольно сложный характер за исключением правого берега, где может быть устроена строительная база.

6.6 Расчет энергогасящих устройств в НБ

6.6.1 Расчёт сопряжения потока в НБ

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 716,00 - 700,00 = 16 \text{ м.} \quad (6.37)$$

В курсовом проекте вычисляют критическую глубину потока с учетом всех водопропускных отверстий (если добавлено дополнительное отверстие, его тоже учитывают):

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B + \sum \delta_6)^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 205^2}{(12 + 1 \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 2,756 \text{ м,} \quad (6.38)$$

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

$\delta_6 = nn - 1 = 4 - 1 = 3$ – количество промежуточных бычков.

Вычисляем отношение 6.41 и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [38, таблица 9-10]:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{16}{2,756} = 5,805. \quad (6.39)$$

В КП можно принимаем для плотины высотой до 20 м – среднюю длину сливной грани: $\varphi = 0,95$

По графику М.Д. Чертоусова из [36, рис. 9.55-1] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяют $\xi_c' = 0,32$ и $\xi_c'' = 2,4$. Вычисляют сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c' h_{\text{кр}} = 0,32 \cdot 2,756 = 0,882 = 0,81 \text{ м.} \quad (6.40)$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{\text{кр}} = 2,4 \cdot 2,756 = 6,615 = 10,83 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Сопряжённые глубины можно определить другим способом, используя следующие формулы:

$$h_c' = \frac{q_c}{\varphi \sqrt{2g(C_B + H_0 - h_c')}}, \quad (6.42)$$

где q_c – удельный расход в сжатом сечении.

$$q_c = \frac{Q_{\text{расч}}}{B+(n-1)\cdot\delta_6} = \frac{205}{12+(4-1)\cdot3} = 9,76 \text{ м}^3/\text{с}\cdot\text{м}. \quad (6.43)$$

В первом приближении значение h'_c в знаменателе принимают равным нулю.

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi\sqrt{2g(T_0-h'_c)}} = \frac{9,76}{0,95\sqrt{2\cdot9,81\cdot(16-0)}} = 0,58 \text{ м}.$$

Во втором приближении в знаменателе подставляют найденное значение

$$h'_c = \frac{20,90}{0,9\sqrt{2\cdot9,81\cdot(49-0,58)}} = 0,58 \text{ м}.$$

Рассчитывают h''_c

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \left(\frac{h_{\text{кр}}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right] = \frac{0,58}{2} \left[\sqrt{1 + 8 \left(\frac{2,756}{0,58} \right)^3} - 1 \right] = 8,21 \text{ м}. \quad (6.44)$$

$h''_c = 8,21$ (6,62) м > $h_{\text{НБ}} = 4,38$ м – в НБ отогнанный прыжок.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается.

Гашение энергии сбрасываемой воды с помощью устройства водобойной стенки, водобойного колодца применяют для плотин на скальном основании. Также, эти устройства применяют для плотин на скальном основании в двух случаях, если их высота менее 40 м, и если высокие плотины на скальных основаниях расположены в узких створах, когда отношение ширины створа на отметке НПУ к высоте плотины – $l_{\text{ст}}/h < 3$.

Так как, проектируемая плотина высотой менее 40 м находится на скальном основании, и также расположена в узком створе, то проектирование водобойной стенки является наиболее рациональным решением при проектировании сопряжения бьефов.

6.6.2 Расчет водобоя

Во всех случаях, даже если гасители не требуются, за водосливом устраивают водобой, чаще всего это бетонная или железобетонная плита.

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

$$\delta_B = 0,15v_c\sqrt{h'_c}, \quad (6.45)$$

где v_c – скорость воды в сжатом сечении

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c}, \quad (6.46)$$

где ω_c – площадь потока в сжатом сечении;

$$\omega_c = h'_c \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_B). \quad (6.47)$$

Ширина водобойной плиты:

$$B_{пл} = (B + (n - 1) \cdot \delta_B). \quad (6.48)$$

$$v_c = \frac{205}{(12+(4-1) \cdot 3) \cdot 0,882} = 11 \text{ м/с.}$$

$$\delta_B = 0,15 \cdot 11 \cdot \sqrt{0,882} = 1,6 \text{ м.}$$

Длина водобоя при наличии на нём гасителей:

$$l_B = (0,8 \div 1,0) l_{пр}, \quad (6.49)$$

где $l_{пр}$ – длина прыжка (горизонтальная проекция вальца)

$$l_{пр} = 2,5(1,9h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 6,62 - 0,88) = 29,25 \text{ м.}$$

$$l_B = 0,8 \cdot 29,25 = 23,40 \text{ м.}$$

Так как, рассматриваемая плотина высотой менее 40 м находится на скальном основании, то применяется гашение энергии потока за счет водобойной стенки.

6.6.3 Расчёт водобойной стенки

Расчёт высоты водобойной стенки $h_{ст}$. проводим, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h''_c - H_{ст}, \quad (6.50)$$

где $H_{ст}$ – напор над водобойной стенкой

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q_c}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{\alpha q_c^2}{2g(\sigma h_c'')^2}, \quad (6.51)$$

где σ – коэффициент запаса (можно принять 1,1)

m – коэффициент расхода водослива зависит от типа водослива.

для водобойной стенки полигонального профиля примем $m = 0,35$.

q – удельный расход на водобое.

$$q = \frac{Q_p}{(B+(n-1)\cdot\delta_6)}. \quad (6.52)$$

$$q = \frac{205}{(12+(4-1)\cdot 3)} = 9,76.$$

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{9,76}{0,35\sqrt{2\cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1\cdot 9,76^2}{2\cdot 9,81\cdot (1,1\cdot 6,61)^2} = 3,31 \text{ м.}$$

$$h_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 6,61 - 3,31 = 3,97 \text{ м.}$$

После определения высоты стенки проверяем форму сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}}. \quad (6.53)$$

6.6.4. Проверка сопряжения потоков за водобойной стенкой

Высота водобойной стенки $h_{\text{ст}} = 3,97$ м.

Напор над водобойной стенкой $H_{\text{ст}} = 3,31$ м.

Высота слоя воды перед водобойной стенкой (полная удельная энергия):

$$T_0 = h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} = 3,97 + 3,31 = 7,28 \text{ м.}$$

Принимаем высоту водобойной стенки 7,3 м.

$h_{\text{кр}} = 2,76$ м, (та же величина, что и перед стенкой, если рисберма по потоку воды не расширяется).

Определяем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{5,20}{1,97} = 2,64.$$

В проекте можно принять, что плотины высотой менее 15 м имеют малую длину сливной грани: $\varphi = 1,00$.

По графику М.Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ε_{T_0} определяем ε_c и ε''_c .

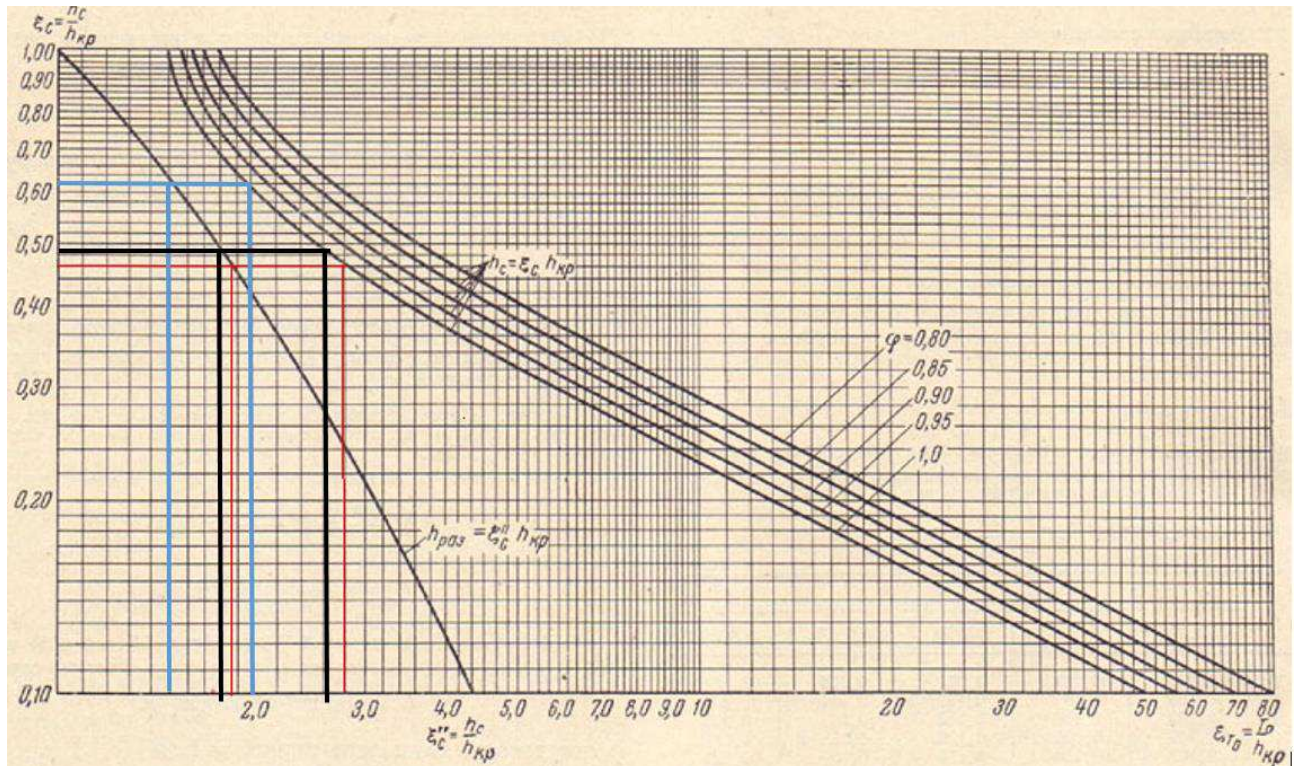


Рисунок 6.3 – График для определения глубины в сжатом сечении и глубины сопряженной с ней

По графику определяем:

$$\varepsilon_c = 0,5.$$

$$\varepsilon''_c = 1,75.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = 0,48 \cdot 2,76 = 1,32 \text{ м.}$$

$$h''_c = 1,86 \cdot 2,76 = 5,02 \text{ м.}$$

$$h''_c = 5,02 \text{ м} < h_{\text{НБ}} = 4 \text{ м.}$$

Глубина воды в нижнем бьефе – $h_{\text{НБ}} = 4$ м, меньше, чем вторая сопряженная глубина – h'' . Прыжок за водобойной стенкой не затоплен, следовательно, требуются еще одна стенка.

Расчёт второй водобойной стенки:

$$H_{\text{CT}} = \left(\frac{9,76}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 9,76^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 5,02)^2} = 3,29 \text{ м.}$$

$$h_{\text{CT}} = \sigma h_c'' - H_{\text{CT}} = 1,1 \cdot 5,02 - 3,29 = 2,23 \text{ м.}$$

$$T_0 = h_{\text{CT}} + H_{\text{CT}} = 3,29 + 2,23 = 5,51 \text{ м.}$$

$$\text{Определяем отношение: } \xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{5,51}{2,76} = 2,00.$$

$$\xi_c' = 0,62 \text{ и } \xi_c'' = 1,1.$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c' h_{\text{кр}} = 0,62 \cdot 2,76 = 1,71 \text{ м.}$$

$$h_c'' = \xi_c'' h_{\text{кр}} = 1,1 \cdot 2,76 = 3,03 \text{ м.}$$

Глубина воды в нижнем бьефе – $h_{\text{НБ}} = 4$ м, меньше, чем вторая сопряженная глубина – h'' . Прыжок за водобойной стенкой затоплен, следовательно, другие гасители энергий не требуются.

Прыжок за водобойной стенкой затопленный.

За стенкой устраиваем рисберму – участок, предназначенную для успокоения рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных или железобетонных плит размером 8 м, расположенных в шахматном порядке. По течению крепление облегчается за счет уменьшения толщины плит.

Плиты имеют дренажные отверстия диаметром 0,25 м с шагом 4 м.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_1 = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{в}}. \tag{6.54}$$

$$\delta_1 = \frac{2}{3} \cdot 1,6 = 1,07 \text{ м.}$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$\delta_2 = \frac{2}{3} \cdot \delta_1. \tag{6.55}$$

$$\delta_2 = \frac{2}{3} \cdot 1,07 = 0,71 \text{ м.}$$

Толщина третьей плиты рисбермы:

$$\delta_3 = \frac{2}{3} \cdot \delta_2. \tag{6.56}$$

$$\delta_3 = \frac{2}{3} \cdot 0,71 = 0,48 \text{ м.}$$

6.7 Определение ширины подошвы плотины

Рассчитаем высоту плотины:

$$h = \nabla \text{ НПУ} - \nabla \text{ под}, \quad (6.57)$$

где $\nabla \text{ под} = \nabla \text{ ДНА} - (2 \div 3)$ – Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ;

$$h = 716 - (700 - 1) = 17 \text{ м.}$$

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины - прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани на первом этапе можно принять равным $0,67 \div 0,7$, а при оценке устойчивости плотины величину заложения можно скорректировать.

Поэтому рассчитаем подошву:

$$0,67h = 11,39 \text{ м.}$$

$$0,7h = 11,9 \text{ м.}$$

Примем из диапазона полученных ширины подошвы плотины, равную 14 м, для удобства размещения затворов на водосливной плотине

6.7.1 Разрезка бетонных плотин швами

Плотина разрезается по длине швами на отдельные секции. В нашем случае на скальном основании устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и усадочных деформаций для обеспечения монолитности бетона секций плотины. Такие швы называют температурно-усадочными.

Ширину раскрытия температурных швов, образуемых путем покраски поверхности блока битумом назначаем 5 см. на расстоянии 3 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины – 0,3 см. При этом учитывается, что при самой высокой температуре среды шов замкнется, а при самой низкой максимально раскроется.

Применяем плоские по форме швы, при которых секции плотины работают и деформируются независимо одна от другой, что создает статическую определенность работы плотины и обеспечивает беспрепятственный отвод воды, которая, несмотря на специальные меры, могла просочиться в шов.

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

$$B_{\text{бс}} = b + \delta_{\text{б}}, \quad (6.58)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

$$B_{\text{бс}} = 3 + 2 = 5 \text{ м.}$$

6.7.2 Быки

Быки служат опорами затворов, на них размещают подъемные механизмы затворов и строения, прикрывающие эти механизмы, они должны выполнять роль ребер жесткости. Именно быки сопротивляются главным растягивающим напряжениям, которые появляются в них от действия на сооружение нагрузок в направлении вдоль потока. Форма и толщина быков зависят от ряда факторов: технологических требований размещения пазов затворов, подкрановых путей, расположения выходов из галерей тела плотины и др. Головная часть быка имеет обтекаемую в плане форму. Толщина быка составляет – 2 м.

6.7.3 Устой

На плотине Ахметовской ГЭС предусмотрены устойчивы для защиты берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе (раздельный устой).

6.7.4 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает однополосную дорогу, предназначенную для строительства и эксплуатации плотины и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4,4 м, ширина путей установки козлового крана – 5 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 0,5 м. Таким образом, ширина плотины по гребню принимается равной 10 м.

6.7.5 Галереи и дренаж в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. По высоте плотины продольные галереи располагаем через 15 м. Одну из продольных галерей проектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, принимаем минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем дренажную галерею на отметке 699,50, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники 2х2м. Габариты для смотровых галерей принимаем 2х2м и устанавливаем на отметке 705,00.

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

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$a_{др} \geq \frac{H_{др} \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}}, \quad (6.59)$$

где $a_{др}$ – расстояние от напорной грани до оси дренажа,

$H_{др}$ – напор над расчетным сечением,

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для III класса сооружения равен – 1,15;

$J_{cr.m}$ – критический градиент напора для бетонной плотины ($J_{cr.m} = 25$)

$$H_{др} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО}. \quad (6.60)$$

$$H_{др} = 716,00 - 700,00 = 16 \text{ м.}$$

$$a_{др} \geq \frac{16 \cdot 1,15}{25} = 0,74.$$

Расстояние от напорной грани до оси дренажа принимаем 2,40 м из-за конструктивных особенностей.

6.7.6 Расчет цементационной завесы и дренажа

В основании плотины, стоящей на скале, устраиваем цементационную завесу и вертикальный дренаж для уменьшения фильтрационного давления на подошву плотины.

Структурная схема цементной завесы и дренажной скважины представлено на рисунке 6.4.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,25) \cdot B_{\text{п}}, \quad (6.61)$$

где $B_{\text{п}}$ – ширина подошвы плотины.

$$l_1 = 0,17 \cdot 14 = 2,4 \text{ м.}$$

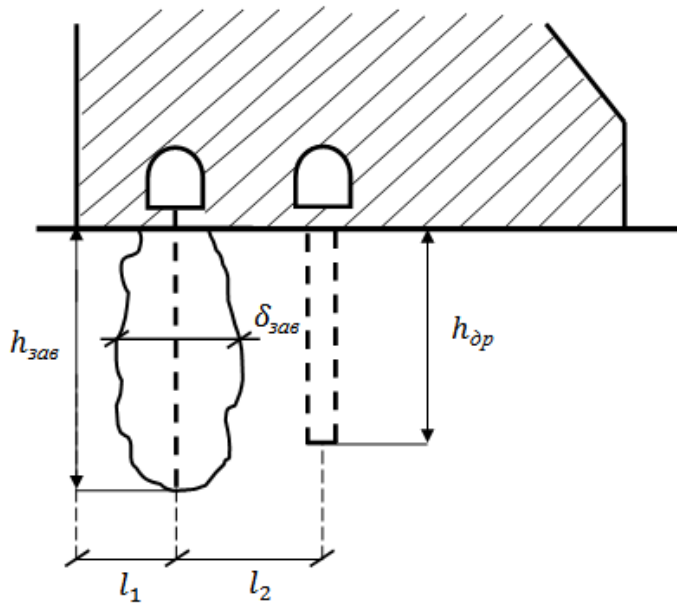


Рисунок 6.4 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа
Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}}, \quad (6.62)$$

где H_{max} – максимальный напор,

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}}, \quad (6.63)$$

где $\nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}}$ – минимальная отметка НБ соответствует пропуску водохозяйственного расхода.

$$H_{\text{max}} = 716,00 - 700,55 = 15,45 \text{ м.}$$

$$h_{\text{зав}} = 0,6 \cdot 15,45 = 9,27.$$

Принимаем высоту цементационной завесы равной 9,30 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n, \quad (6.64)$$

где ΔH – напор, действующий на завесу;

$J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности.

По эпюре фильтрационного давления для гравитационной плотины с цем. Завесой в основании находим ΔH :

$$\Delta H = H_d - H_{as}, \quad (6.65)$$

где H_d – полный фильтрационный напор, равный H_{max} ;

H_{as} – напор на цементационной завесе.

Расчеты проводят для основного расчетного случая: отметка верхнего бьефа соответствует $\nabla_{\text{НПУ}}$, нижнего бьефа – $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$.

Проведем фильтрационный расчет плотины на скальном основании. Для гравитационной плотины с цем.завесой в основании (III класс сооружения):

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,3.$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,05.$$

где H_{as} – напор на цем. завесе;

H_{dr} – напор на дренаже.

Зная величину H_d , вычисляем из соотношений H_{as} и H_{dr} .

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d. \quad (6.66)$$

$$H_{as} = 0,3 \cdot 15,45 = 4,635 \text{ м.}$$

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d. \quad (6.67)$$

$$H_{dr} = 0,05 \cdot 15,45 = 0,78 \text{ м.}$$

Тогда:

$$\Delta H = H_d - H_{as}. \quad (6.68)$$

$$\Delta H = 15,45 - 4,635 = 10,82 \text{ м.}$$

И толщина цементационной завесы равна:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{10,82}{15} \cdot 1,15 = 0,83 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.69)$$

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 9,27 = 4,635 \text{ м.}$$

6.8 Определение основных нагрузок на плотину

Нагрузки определяются при ∇ НПУ в верхнем бьефе и минимальный уровень в нижнем бьефе.

Нагрузки собирают на одну секцию, а при сплошном поперечном сечении плотины нагрузки собирают на 1 п. м. длины сооружения.

6.8.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$S_{\text{пл}} = 104 \text{ м}^2$, $S_{\text{б}} = 134 \text{ м}^2$ Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.70)$$

где b – ширина пролета;

$\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

$$G_{\text{пл}} = \frac{104 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 24}{3+2} = 1498 \text{ кН/м,}$$

Вес быка и точку его приложения определяется тем же способом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}. \quad (6.71)$$

$$G_{\text{б}} = \frac{134 \cdot 2 \cdot 24}{9+2} = 1286 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Вес плоского затвора (кН), можно определить по формуле:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f^{1,5} \cdot g, \quad (6.72)$$

где f – площадь затвора, определяется как:

$$f = (\nabla\Phi\PY - \nabla\Gamma\B + 0,5) \cdot b. \quad (6.73)$$

$$f = (716,6 - 713 + 0,5) \cdot 3 = 12,3 \text{ м}^2.$$

$$Q_3 = 0,055 \cdot 12,3^{1,5} \cdot 9,81 = 23 \text{ КН}.$$

Вес затвора приводится к 1 погонному метру:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6}. \quad (6.74)$$

$$q_3 = \frac{23}{3+2} = 5 \text{ КН}.$$

6.8.2 Сила гидростатического давления воды

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
Со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2}, \quad (6.75)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под}$.

$$h_1 = 716,00 - 698,40 = 17,60 \text{ м}.$$

$$T_B = \frac{9,81 \cdot 17,6^2}{2} = 1519 \text{ КН}.$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2}, \quad (6.76)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под}$,

$$h_2 = 700,3 - 698,40 = 1,90 \text{ м}.$$

$$T_H = \frac{9,81 \cdot 1,9^2}{2} = 17,6 \text{ Кн.}$$

Давление пригруза воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g, \quad (6.77)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь поперечного сечения тела давления от УНБ до низовой грани, в нашем случае равная $0,12 \text{ м}^2$.

$$W_H = 0,4 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3,9 \text{ Кн.}$$

6.8.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюры взвешивающего давления при плоской подошве плотины представляет собой прямоугольник с высотой равной давлению столба воды от уровня нижнего бьефа до отметки подошвы:

$$W_{\text{вз}} = H_H \cdot B_{\text{под}} \cdot \gamma_w. \quad (6.78)$$

$$W_{\text{вз}} = 1,9 \cdot 14 \cdot 9,81 = 261 \text{ кН.}$$

6.8.4 Сила фильтрационного давления

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_w, \quad (6.79)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площадь эпюры фильтрационного давления, равная $32,26 \text{ м}^2$.

$$W_{\text{ф}} = 54 \cdot 9,81 = 53047 \text{ Кн.}$$

6.8.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right), \quad (6.80)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, равный 10 кН/м^3 ;

h_H – толщина слоя наносов, $h_H = 2 \text{ м}$;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 21$.

$$p_H = 9,81 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{21}{2} \right) = 9,27 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{\rho_H \cdot h_H}{2}. \quad (6.81)$$

$$E_H = \frac{9,27 \cdot 2}{2} = 9,27 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.82)$$

$$p_1 = 9,81 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -99 \text{ кН/м}^2.$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действует вес наносов и вес грунта, активное давление:

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.83)$$

где $h_{гр} = 0,19$ м, – толщина слоя грунта от низа водобойной плиты до подошвы плотины;

$\gamma_{гр}$ вычисляется по формуле:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр}^{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_B, \quad (6.84)$$

где n – пористость сухого грунта, $n = 0,2$;

c – сцепление грунта, равное 50 кПа.

$$\gamma_{гр}^{взв} = 29,5 - (1 - 0,09) \cdot 10 = 20,40 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}.$$

$$\begin{aligned} p_2 &= (9,81 \cdot 2 + 20,4 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -88 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \end{aligned}$$

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м:

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2}. \quad (6.85)$$

$$E_a = \frac{-99 - 88}{2} = -93 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Так как полученное значение отрицательно, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа, а так же так как грунт обладает сцеплением, то интенсивность пассивного давления увеличивается на величину $- 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right)$, то можем записать:

$$p_{гр} = \gamma_{гр} \cdot h_{гр} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.86)$$

$$p_{гр} = 20,40 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 507 \text{ кН/м}^2.$$

$$E_{пас} = \frac{p_{гр} \cdot h_{гр}}{2}. \quad (6.87)$$

$$E_{пас} = \frac{507 \cdot 2}{2} = 507 \text{ Кн.}$$

6.8.6 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \gamma_{в} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.88)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности, $h_{1\%} = 0,53$ м;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 5,26$ м.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d}. \quad (6.89)$$

$$h_0 = \frac{\pi \cdot 0,53^2}{5,26} = 0,17 \text{ м.}$$

$$W_{волн} = \frac{1}{2} \cdot 9,81 \cdot 0,53 \cdot \left(\frac{5,26}{\pi} + \frac{0,40}{2} \right) = 4,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%}. \quad (6.90)$$

$$y_c = \frac{5,26}{2\pi} - \frac{3}{8} \cdot 0,53 = 0,64 \text{ м.}$$

6.9 Оценка прочности плотины

6.9.1 Определение напряжений

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.5, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.5 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_{ВБ}$	1	→	1519,3	1519,0	5,87	8614,8
$T_{НБ}$	1	←	17,71	17,7	0,433	-7,7
$G_{пл}$	0,95	↓	1498,0	1423,0	2,94	-4182,8
$G_б$	0,95	↓	1286,0	1222,1	2,71	-3311,8
$W_н$	1	↓	3,9	3,9	1,1	4,3
$W_{вз}$	1	↑	261	261	0	0,0
$W_ф$	1	↑	530,0	530	3,45	1827,6
$E_н$	1,2	→	9,26	11,1	2,67	29,7
$E_{пас}$	0,8	←	507,0	405,4	0,67	-271,6
$W_{волн}$	1	→	4,6	4,6	17,39	79,5

$$\sum N = W_н + G_{пл} + G_б + q_з - W_{вз} - W_ф. \quad (6.91)$$

$$\sum N = 1519 + 1222 + 4,2 + 4,3 - 261 - 530 = 1858 \text{ Кн.}$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\sum M = T_{ВБ} - T_{НБ} + W_н - G_б - G_{пл} + W_ф + E_н - E_{пас} - q_з + W_в. \quad (6.92)$$

$$\sum M = 2752 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

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

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B} + \frac{6\sum M}{B^2}, \quad (6.92)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 $\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 $B = 14$ м – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{1858}{14} + \frac{6 \cdot 2752}{14^2} = -48,5 \text{ кПа.}$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.93)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}}. \quad (6.94)$$

$m_u = \text{ctg} \alpha$ – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью.

$$\sigma_x^u = -48,5 \cdot 0^2 - 17 \cdot 10 \cdot (1 - 0^2) = -176 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение по вертикальным и горизонтальным площадкам:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u. \quad (6.95)$$

$$\tau_{xy}^u = (10 \cdot 17 - 170) \cdot 0 = 0 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2. \quad (6.96)$$

$$\sigma_1^u = -48,5 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 17,6 \cdot 0^2 = -48,5 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.97)$$

$$\sigma_3^u = -10 \cdot 17,6 = -176 \text{ кПа.}$$

Для низовой грани.

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6\Sigma M}{B^2}. \quad (6.98)$$

$$\sigma_y^t = -\frac{1858}{14} - \frac{6 \cdot 2752}{14^2} = -217 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t (1 - m_t^2), \quad (6.99)$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;

$m_t = 1,07$ – котангенс угла между низовой гранью и горизонталью.

$$\sigma_x^t = -217 \cdot 1,07^2 - 10 \cdot 1,9 \cdot (1 - 1,07^2) = -245 \text{ кПа.}$$

Касательное напряжение по вертикальным и горизонтальным площадкам:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t. \quad (6.100)$$

$$\tau_{xy}^t = -(10 \cdot 1,9 + (-217)) \cdot 1,07 = 212 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2. \quad (6.101)$$

$$\sigma_3^t = -217 \cdot (1 + 1,07^2) + 10 \cdot 1,9 \cdot 1,07^2 = -444 \text{ кПа.}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t. \quad (6.102)$$

$$\sigma_1^t = -10 \cdot 1,9 = -19 \text{ кПа.}$$

Таблица 6.6 – Краевые напряжения

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-48,5	-217
σ_x	-176	-245,8
τ_{xy}	0	211,8
σ_1	-48,5	-19
σ_3	-176	-444

6.9.2 Критерии прочности плотины и её основания

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок необходимо проверить выполнение следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.103)$$

где R_b расчетное сопротивление бетона сжатию;

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый при расчетах по предельным состояниям первой группы для класса сооружений: III – 1,15;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, принимаемый равным при расчетах по первой группе предельных состояний для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации – 1,00;

γ_c – коэффициент условий работы, для скальных оснований 0,95.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}|}{\gamma_c} = \frac{1,15 \cdot 0,95 \cdot 444}{1} = 459,2 \text{ кН/м}^2. \quad (6.104)$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В50 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

Условие выполняется, т.к.:

$$459,2 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2.$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.105)$$

В данной работе $\sigma_y^u = -48,5 \text{ кПа}$, следовательно, условие выполняется.

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u. \quad (6.106)$$

$$|-48,5| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 17 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\text{т.е. } 48,5 \text{ кН/м}^2 \geq 42,5 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.10 Обоснование устойчивости плотины

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

Плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.107)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения=1,15;
 γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок=1;
 γ_c – коэффициент условий работы=0,95;
 R – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + E_{пас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{пл}, \quad (6.108)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается 0,7;
 $tg\varphi$ – физико-механические характеристики грунтов.

$$R = (1286 + 1498 - 261 - 530 + 4,2) \cdot 0,7 + 444 \cdot 0,7 + 50 \cdot 14 = \\ = 2425 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H. \quad (6.109)$$

$$F = 1519 - 17,7 + 4,6 + 9,26 = 1517 \text{ кН/м}^2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

$$\frac{2425 \cdot 0,9}{1517 \cdot 1} \geq 1,15.$$

1,43 \geq 1,15, поэтому условие выполняется. То есть, устойчивость плотины больше допустимой на 24%.

7 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ахметовской ГУ. Противопожарная безопасность и охрана труда

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Ахметовская ГЭС, согласно проекту, относится к 3 классу безопасности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатации является обеспечение безопасности и созданию условия для бесперебойной работы основного технологического оборудования ГЭС. Сведения о гидротехнических сооружениях Ахметовской ГЭС после окончания их возведения вносятся в Российский регистр гидротехнических сооружений после утверждения декларации безопасности гидротехнического сооружения.

В соответствие с федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» от 21.07.1997 N 117-ФЗ (последняя редакция) обеспечение безопасности гидротехнических сооружений осуществляется на основании следующих общих требований:

- обеспечение допустимого уровня риска аварий гидротехнических сооружений;
- представление деклараций безопасности гидротехнических сооружений;
- осуществление федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений;
- непрерывность эксплуатации гидротехнических сооружений;
- осуществление мер по обеспечению безопасности гидротехнических сооружений, в том числе установление критериев их безопасности, оснащение гидротехнических сооружений техническими средствами в целях постоянного контроля за их состоянием, обеспечение необходимой квалификации работников, обслуживающих гидротехническое сооружение;
- необходимость заблаговременного проведения комплекса мероприятий по максимальному уменьшению риска возникновения чрезвычайных ситуаций на гидротехнических сооружениях;
- ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.
- В процессе строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений Ахметовского гидроузла необходимо выполнять следующие требования для обеспечения их безопасности, в соответствии федеральным законом от 28.12.2013 N 445-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений»:
 - обеспечить техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
 - обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнических сооружений, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности

- гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и эксплуатацией объектов ниже и выше гидротехнического сооружения;
- обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения, а также правил его эксплуатации, требования к содержанию которых устанавливаются федеральными органами исполнительной власти в соответствии с их компетенцией;
 - развивать системы контроля за состоянием гидротехнического сооружения;
 - систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;
 - обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;
 - создавать финансовые и материальные резервы, предназначенные для ликвидации аварии гидротехнического сооружения, в порядке, установленном Правительством Российской Федерации для создания и использования резервов материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
 - организовывать эксплуатацию гидротехнического сооружения в соответствии с разработанными и согласованными с федеральными органами исполнительной власти, уполномоченными на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, правилами эксплуатации гидротехнического сооружения и обеспечивать соответствующую обязательным требованиям квалификацию работников;
 - создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы оповещения;
 - содействовать федеральным органам исполнительной власти, уполномоченным на проведение федерального государственного надзора в области безопасности гидротехнических сооружений, в реализации их функций;
 - совместно с органами местного самоуправления информировать население о вопросах безопасности гидротехнических сооружений;
 - финансировать мероприятия по эксплуатации гидротехнического сооружения, обеспечению его безопасности, а также работы по предотвращению и ликвидации последствий аварий гидротехнического сооружения;

- заключать договор обязательного страхования гражданской ответственности в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте;
- осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям;
- обеспечивать внесение в Регистр сведений о гидротехническом сооружении;
- обеспечивать проведение аттестации работников по безопасности ГТС в случаях, предусмотренных ФЗ.

Работники в целях подтверждения знания обязательных требований к обеспечению безопасности ГТС обязаны не реже одного раза в пять лет проходить аттестацию по вопросам безопасности ГТС. Аттестация работников по безопасности ГТС проводится в объеме требований необходимых для исполнения ими трудовых обязанностей.

7.2 Пожарная безопасность

Для обнаружения и выдачи сигнала о пожаре Ахметовская ГЭС снабжена системой пожаротушения и пожарной сигнализации, которая выявляет, оповещает и локализует пожар автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;

- контроль за работоспособностью системы.
- В соответствии с СТО РусГидро 01.01.78-2012, основными принципами предупреждения пожаров и их распространения на объектах гидроэнергетики являются:
- установка пожароопасного оборудования в отдельных помещениях или на открытых площадках;
- применение устройств защиты производственного оборудования, исключающих выход горючих веществ в объем помещения, или устройств, исключающих образование в помещении горючей среды;
- применение электрооборудования соответствующего классу пожарной категории;
- применение в конструкции быстродействующих средств защитного отключения электроустановок и других устройств, приводящих к появлению источников зажигания;
- применение устройств, исключающих возможность распространения пламени из одного объема в смежный;
- системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны обеспечить автоматическое обнаружение пожара за время, необходимое для включения систем оповещения о пожаре, в целях организации безопасной эвакуации людей;
- здания ГЭС и ГАЭС должны быть оснащены автоматическими установками пожаротушения.

Объектами водяного пожаротушения также являются: высоковольтные кабельные сооружения; станционное маслохозяйство; подпультзовые, подщитовые помещения. Включение систем пожаротушения – автоматическое, с действием от электрических защит защищаемого объекта.

Согласно ГОСТ 5616-89 гидрогенераторы мощностью более 0,5 МВА должны быть оборудованы автоматической системой выявления пожара и пожаротушения распыленной водой. Система пожаротушения приводится в действие, как с сигнала релейной защиты автоматически, так и существует возможность приведения её в действия при помощи ручного управления. Система пожаротушения гидрогенератора Ахметовской ГЭС представлена из следующего оборудования: кольцевые трубопроводы с разбрызгивателями, которые под большим давлением подают воду на генератор со стороны лобовых частей, датчики пожаротушения, которые должны подавать информацию о месте пожара и состоянии противопожарного оборудования на центральный пульт управления, подводящие трубы в пределах шахты генератора и быстродействующие запорные устройства. В самой системе подвода воды необходимо, чтобы был постоянный контроль давления воды, как в основном, так и в резервном источнике. Автоматическое срабатывание пожаротушения происходит только по факту срабатывания релейной защиты (это продольная или поперечная дифференциальная защиты) и не менее двух пожарных извещателей, после чего происходит отключение генератора со всех сторон, релейная защита обеспечит отключение выключателей, снятие

напряжения. По факту отсутствия напряжения на главных выводах формируется сигнал на центральный пульт управления.

При ручном режиме работы автоматической установки управление выполняется кнопками управления с шкафа пожарного запорного устройства (ПЗУ), в таком случае команды от устройства дистанционного управления игнорируются, также как и команды при срабатывании дифференциальной защиты генератора, поскольку при ложном срабатывании обмотка гидрогенератора увлажнится, после чего восстановление займет долгий срок.

Трансформаторы на ГЭС являются главными объектами пожарной безопасности так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется с пуском от управления пожаротушением. С этой целью по периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Число оросителей определяется типом трансформатора и площадью поверхности трансформатора. Обычно принимается расход 0,2 л/сек на 1 м².

Возможно возникновение такой ситуации, когда при пожаре нарушается плотность элементов конструкции трансформатора, и в этом случае масло может разлиться по поверхности смешиваясь с водой, применяемой при тушении пожара. В этом случае должны предусматриваться специально установленные емкости, куда должна сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла. Вместимость маслосборника принимается равной объему масла в наибольшем из трансформаторов и 30-минутному расходу воды на пожаротушение. Вода, поступившая в маслосборник, сливается в НБ, а отделенное масло задерживается, а затем сливается в масляное хозяйство ГЭС. Пуск системы пожаротушения трансформатора осуществляется дифференциальными и газовыми защитами - заблокированными со специальными устройствами обнаружения пожара. Кроме того, используется газовая защита трансформатора, которая включает систему пожаротушения только поврежденной фазы.

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

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.
- В обязанности оперативного персонала входит:
- при возникновении пожара принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений;
- известить руководство гидроэлектростанции;
- обесточить электрооборудование в зоне пожара;
- выдать письменный допуск для тушения пожара;
- организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

В соответствии с СТО 70238424.27.140.012-2011, на Ахметовской ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.3 Охрана труда

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и вспомогательного оборудования должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда. Непрерывный контроль технического состояния гидрогенераторов осуществляется для заблаговременного выявления нарушений безопасной эксплуатации и нормальной работы технологического процесса и принятия решений по устранению недостатков.

В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22.09.2020 №796 «Об утверждении Правил работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации» на Ахметовской ГЭС должна быть организована и проводиться работа с персоналом в отношении работников, относящихся к следующим категориям:

- административно-технический персонал;
- оперативный персонал;
- оперативно-ремонтный персонал;
- ремонтный персонал;

Порядок проведения работы с персоналом должен быть разработан на основании требований Правил, предусматривать проведение обязательных форм работы с персоналом и учитывать обязательные мероприятия по подготовке персонала организации, предусмотренные иными нормативными актами, включая:

- аттестацию в области промышленной безопасности, аттестацию по вопросам безопасности гидротехнических сооружений и (или) аттестацию по вопросам безопасности в сфере электроэнергетики;
- аттестацию работников, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике;
- обучение по охране труда в соответствии с Порядком обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций;
- пожарно-технический минимум;
- инструктажи по охране труда и противопожарные инструктажи для персонала, относящегося к категориям работников, указанным выше;
- противопожарные тренировки для персонала
- дополнительное профессиональное образование, включая повышение квалификации и профессиональную переподготовку;
- стажировку (включая обучение безопасным методам и приемам выполнения работ) для работников, поступающих на работу с вредными и (или) опасными условиями труда.
- Весь персонал, участвующий в ремонте гидрогенераторов, обязан иметь при себе удостоверение о сдаче экзаменов на знание правил техники безопасности. На производителей работ, мастеров, старших мастеров и руководителей участков возлагается:
- оперативный контроль над применением работающими безопасных методов работы;
- проведение повседневного производственного инструктажа на рабочем месте;
- надзор за исправным состоянием оборудования, инструмента, ограждения и предохранительных устройств;
- надзор за использованном рабочими выданных им индивидуальных средств защиты;
- надзор за использованием инструкций по технике безопасности.

Ремонт генератора начинается с оформления наряда. При выводе генератора в ремонт производится допуск бригады к работе согласно наряду.

Наряд закрывается через 15 дней работы. Ежедневно после окончания работ производитель обязан сдать наряд оперативному персоналу.

Статор после вывода ротора освещается подвешенной гирляндой на 220 В или переносными осветительными лампами напряжением не выше 12 В.

Перемещение крупных узлов и деталей генераторов в машинном зале над действующим оборудованием должно производиться рабочими, имеющими право на такелажные работы, под руководством мастера или руководителя ремонта.

Перед производством газо-электросварочных работ на роторе или статоре следует оформить разрешение на выполнение работ с огнем, а места работ укомплектовать углекислотными огнетушителями и асбестовым полотном. Одновременная работа на верхних и нижних головках обмотки статора должна проводиться в разных местах но окружности статора.

При нагреве ротора на монтажной площадке постоянным током устанавливается ограждение с предупреждающими плакатами. Место проведения электрических испытаний должно быть ограждено, установлены предупреждающие плакаты и назначены наблюдающие. Ацетиленовые газоанализаторы должны находиться на специально отведенных местах. Место установки ограждается. Перед использованием газогенератор должен быть проверен. Работать на газогенераторе с неисправным гидрозатвором запрещается. Все работы с открытым огнем в зоне установки газогенератора разрешаются не ближе чем в 10 м от него. Длина кислородных и ацетиленовых шлангов допускается не большей 30 м.

Запрещается производить работы на неостановленном генераторе; находиться под перемещаемым грузом; курить и пользоваться открытым огнем вблизи мест окраски и промывки деталей растворителями; выполнять работы с помощью не предназначенных для этого приспособлений.

На Ахметовской ГЭС должны быть созданы и поддерживаться в функционировании помещения для проведения работы с персоналом (технические кабинеты, учебные классы, полигоны, центры (пункты) тренажерной подготовки), обеспечено оснащение их необходимыми средствами обучения, в том числе программно-техническими средствами, создана и поддерживаться в актуальном состоянии в бумажном и (или) электронном виде техническая библиотека.

Оформление, ведение, использование и хранение документов по организации и проведению работы с персоналом в организации должно осуществляться в бумажном и (или) электронном виде с соблюдением требований к ведению и хранению документации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления, утверждаемых Минэнерго России в соответствии с подпунктом «в» пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Ахметовской ГУ

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Большая Лаба́ — река протекающая по территории республики Карачаево-Черкесия и в Краснодарском крае. Является правым притоком реки Лаба. Относится к бассейну рек Лаба, Кубань и бассейну Азовского моря.

Большая Лаба начинается с ледников горы Пшиш в Карачаево-Черкесии около границы с Абхазией, течет по Урупскому району, далее заходит в Лабинский район Краснодарского края и соединяется с рекой Лаба возле поселка Красный Гай

Протяженность Большой Лабы около 133-140 км. Площадь бассейна 1730 км². Средний уклон реки от 34-21 м/км. Среднемноголетний расход воды 36 м³/с. Питание реки смешанное: дождевое, снеговое, ледниковое. Половодье наступает в мае-июне. Также половодья наблюдаются и в середине лета – это связано с таянием высокогорных ледников, снега и выпадением осенних проливных дождей. Ледовый покров реки неустойчив. В горной части реки сплошного ледяного покрова практически не образуется. Этому воспрепятствует быстрое течение реки.

Берега реки в ущельях высокие, состоящие из отвесных скал или крупных камней и каменистых осыпей вдоль русла. Река берет начало через районы высокогорных скал, состоящих из, гнейсов, гранитов и сланцево-песчаных пород. Долины высокогорий имеют вид глубоких и узких каньонов, в них быстро и шумно на порогах и перекатах течет Большая Лаба. Затем река пересекает полосу лесистых высоких горных хребтов, состоящих из палеозойских песчаников, известняков и сланцев. Дикие скалистые ущелья реки в некоторых местах расширяются и образуют красивые горные долины. Долины окружены огромными скалами и горными пиками, на которых даже летом белеют ледники и снег.

Почвенный покров состоит из зональной почвы: дерно-торфянистой, горно-луговой, горно-лугово-черноземовой, горно-лесной и черноземов. Наиболее высокие участки земли над уровнем моря занимают горно-луговые торфянистые почвы на склонах бокового хребта, чуть-ниже в Северо-Южной диспрессии находятся горно-лесные и горно-луговые дерновые почвы.

На скалистом хребте и его склонах лежат горные черноземы. Почвы района состоят из тяжело-средней и легкосуглинистой структуры.

Климат в месте строительства ГУ умеренно-континентальный, без резких перепадов температур. Средняя годовая температура воздуха колеблется от 8,2 до 10,5°С. Средняя температура самого теплого месяца (июль) 17,8 - 22,3°С, самого холодного (январь) 1,8 - 2,6°С. Осадки летних месяцев обильные, особенно в июне-июле, когда их количество достигает 80-100 мм.

ГУ развито сельское хозяйство, сельскохозяйственные угодья района занимают - 148,8 тыс. гектар, в том числе пашня – 105,2 тыс. гектар.

В оздействие Ахметовской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Ахметовского гидроузла (ГУ) выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- 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, в том числе свodka леса и санация территории;
- 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;

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Б.Лабы в нижнем бьефе Ахметовского ГУ;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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;

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ:

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.

4) Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

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.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

- 4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме
Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м³ (50000 м³);
q – удельный норматив образования, % (q =1,8%);
ρ – плотность бетона, т/м³ (ρ =2,5 т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{50000 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 2250 \text{ т.}$$

- 4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 10 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (225 т);

q – удельный норматив образования, % (q = 1,0%);

ρ – удельный вес арматуры, т/м³ (ρ = 2,0 т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{225 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 4,5 \text{ т.}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 2250 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 4,5 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Ахметовского 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;

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 непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- 4) При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Большая Лаба от сбросов Ахметовской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения в пределах промплощадок объектов Ахметовкой ГЭС 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 водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

8 Технико-экономическое обоснование

8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования, эти этапы укрупнённо показаны в календарном графике.

Данные, полученные в результате расчётов смотрите таблицу 8.1, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	21	42	42	42	42
Число часов использования установленной мощности	Часы	4800	4800	4800	4800	4800
Выработка электроэнергии	МВт·ч	8400	16800	16800	16800	8400
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	168	336	336	336	336
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	8232	16464	16464	16464	16464
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1604	1642	1678	1707	1724
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	13,20	27,03	27,62	28,10	28,38
НДС к выручке	млн.руб	2,01	4,12	4,21	4,28	4,32

8.1.2 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 ДЗООАО «РусГидро».

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

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.

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	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	217,2	9,17
Прочие	167,0	7,01
Итого по ГЭС		16,13

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	1-5	6-15	16-25	более 25
Величина, %	0,06	0,09	0,14	0,2

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	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	5,69
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	0,4
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,115
Итого		6,2

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки 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

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	9,50	16,33	14,72	91,25	30,91
Расходы на страхование, млн.руб.	10,76	16,56	16,78	15,51	15,04
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	26,68	53,37	53,37	53,37	53,37
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	1,33	3,11	3,32	3,01	2,73
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	3,09	6,19	6,45	6,19	6,19
Налог на воду, млн.руб.	0,74	1,69	1,74	1,74	1,74
Итого, млн.руб.	51,65	97,25	96,29	171,07	109,98

Из полученных данных можно сделать вывод, что основную часть затрат по гидроузлу в первые годы эксплуатации занимают амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

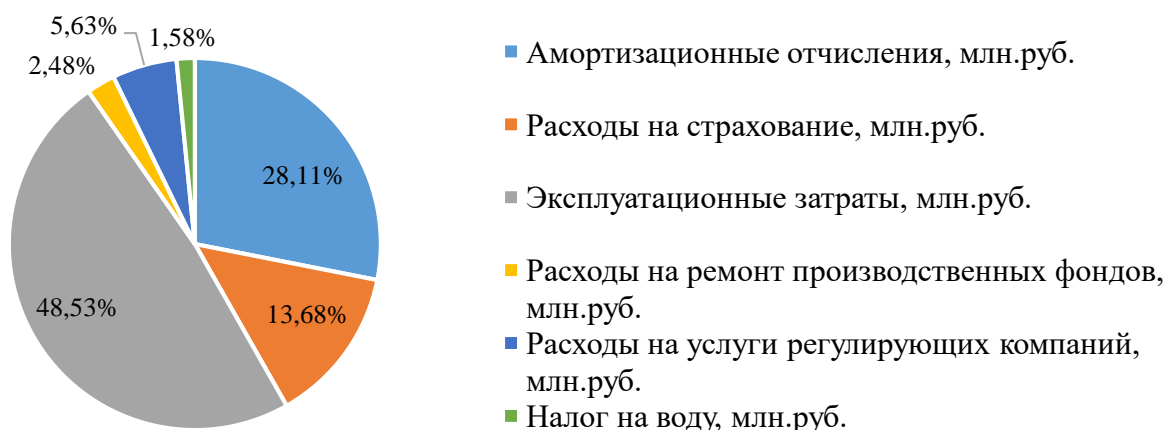


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Из рисунка 8.1 видно, что в процентном соотношении можно сделать аналогичный с таблицей 1.5 вывод. Эксплуатационные затраты занимают лидирующую позицию (48,5 %), так как производство капиталоемкое, следом идут амортизационные отчисления (28,1 %) и расходы на страхование (13,7 %).

8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб.	85,10	86,18	87,25	88,36	89,47
НДС, млн.руб.	48,78	108,05	108,70	109,95	110,93
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	10,43	10,43	10,43	10,43	10,43
Налог на имущество, млн.руб.	30,03	29,52	28,84	28,16	27,48
Итого, млн.руб.	174,34	234,18	235,49	236,89	238,31

Расчетные данные показывают, что основные налоговые отчисления приходятся на налог на прибыль и налог на добавленную стоимость (НДС). Видно, что налоговые расходы составляют значительную часть расходов ГЭС.

8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7. График изменения суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации представлен на рисунке 8.2.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Выручка (нетто), млн.руб.	558,2	470,0	381,1	380,8	380,5
Текущие расходы, млн.руб.	519,5	528,8	534,0	538,9	543,5
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	291,1	359,2	425,9	431,5	436,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	42,5	71,8	85,2	86,3	87,4
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	248,7	287,4	340,7	345,2	349,4
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

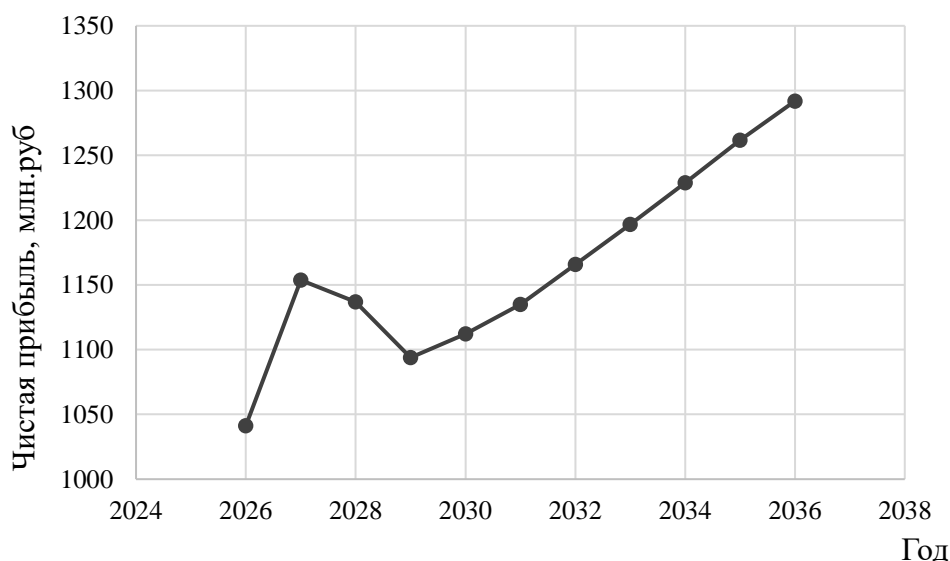


Рисунок 8.2 – Изменение суммы чистой прибыли по проекту в первые годы эксплуатации, млн. руб.

8.3 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 8.3.

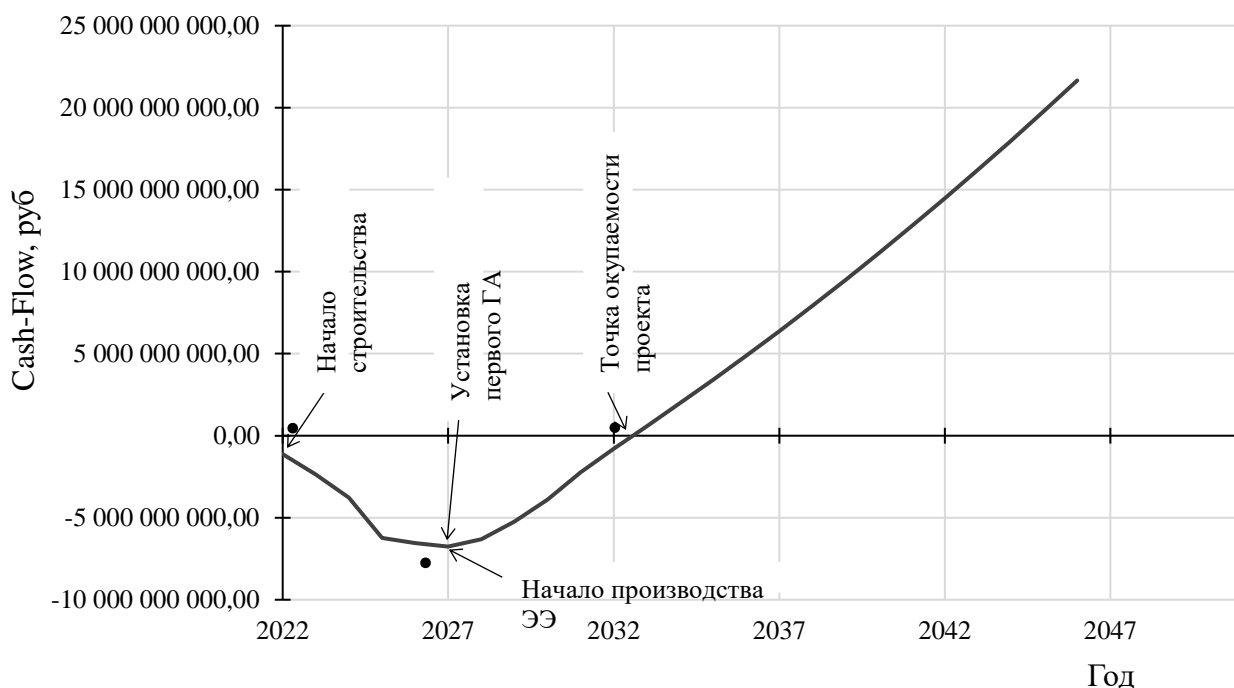


Рисунок 8.3 – График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Из графика можно увидеть, что в первые годы реализации проекта денежный поток отрицательный, что связано необходимостью вложения материальных средств еще до начала производства электроэнергии. После начала продаж электрической энергии денежный поток начинает приобретать положительную динамику. С завершением проведения всех этапов строительства и монтажа оборудования ГЭС к концу 2031 года проект начинает приносить прибыль.

8.4 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий заказчика [38].

8.4.1 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 ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «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 Ахметовской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования;
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2022 года;
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.4.2 Коммерческая эффективность

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

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Ахметовской ГЭС на реке Большая Лаба»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	128
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	245
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,14
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,27
Удельные капиталовложения, руб/Квт	58785
Удельные капиталовложения, руб/Квт	59318,90

По данным таблицы видно, что показатель чистого приведенного дохода является положительным, что говорит об эффективности проекта. Также индекс прибыльности показывает, что вложенные средства смогут окупиться и увеличиться на 14 %. Период окупаемости 128 месяца (10,7 лет), что является немалым сроком, однако, это можно объяснить продолжительным сроком строительства и монтажа ГЭС, также стоит отметить слабое развитие инфраструктуры региона строительства, которое также сказывается на сроке и

стоимости возведения гидроузла. Себестоимость электрической энергии и удельные капиталовложения находятся на приемлемом уровне.

8.4.3 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

Наименование	2028	2029	2030	2031	2032
В федеральный бюджет, млн.руб	20,35	12,12	50,53	82,00	146,05
В региональный бюджет, млн.руб	13,57	31,24	36,60	31,62	30,03
Итого налоговых поступлений, млн.руб	33,91	43,36	87,13	113,63	176,08

Строительство Ахметовской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. С момента производства электроэнергии, денежные поступления значительно возрастут.

8.5 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности чистой приведённой прибыли к изменениям:

- а) Ставки налогов представлена на рисунке 8.4;
- б) Цены сбыта представлена на рисунке 8.5;
- в) Ставки дисконтирования представлена на рисунке 8.6.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно

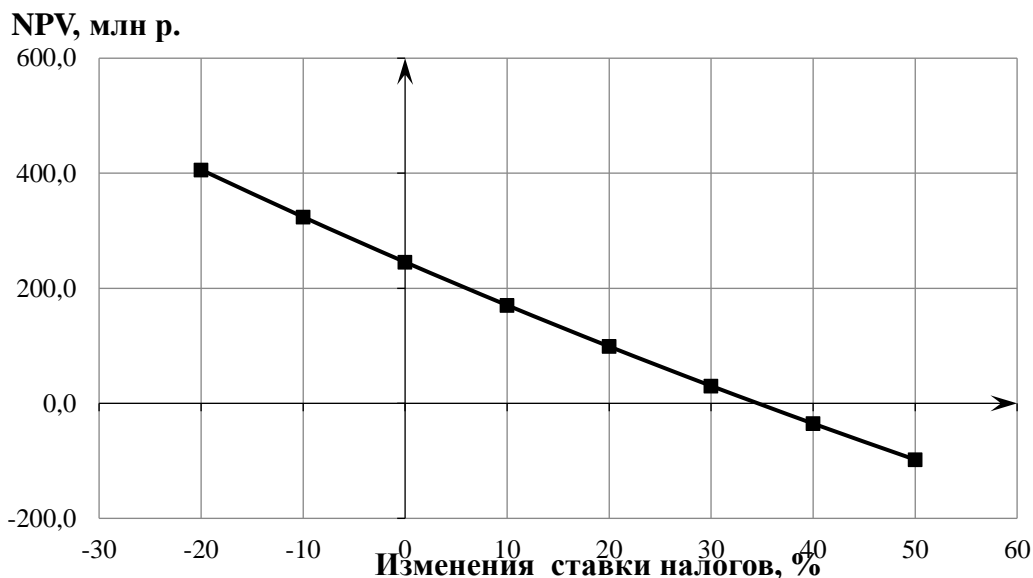


Рисунок 8.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

При увеличении налоговой нагрузки на 35 % проект достигнет значения $NPV=0$, т.е. при дальнейшем увеличении проект станет убыточным.

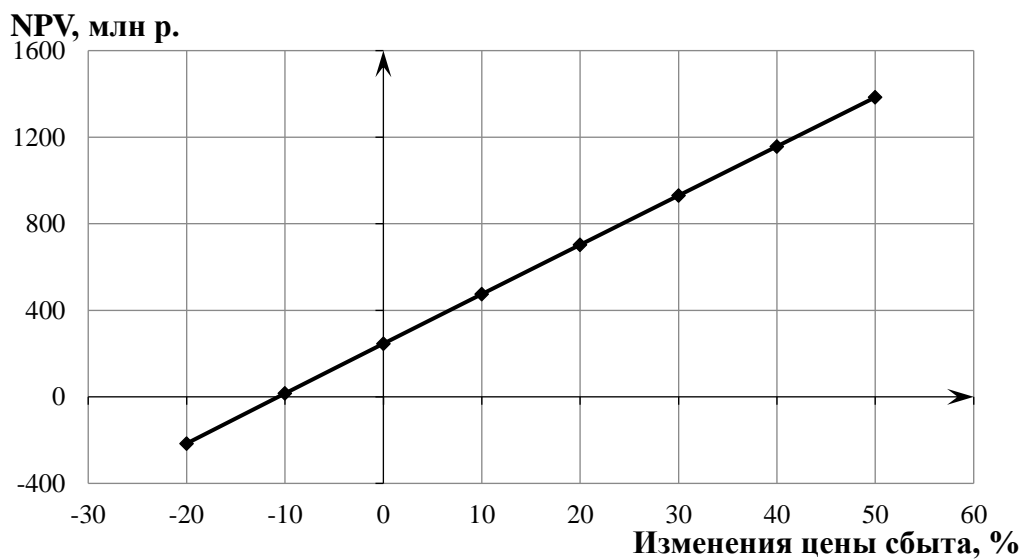


Рисунок 8.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

При уменьшении цены сбыта электроэнергии и мощности на 10 % проект достигнет значения $NPV=0$, т.е. при дальнейшем уменьшении проект станет убыточным.

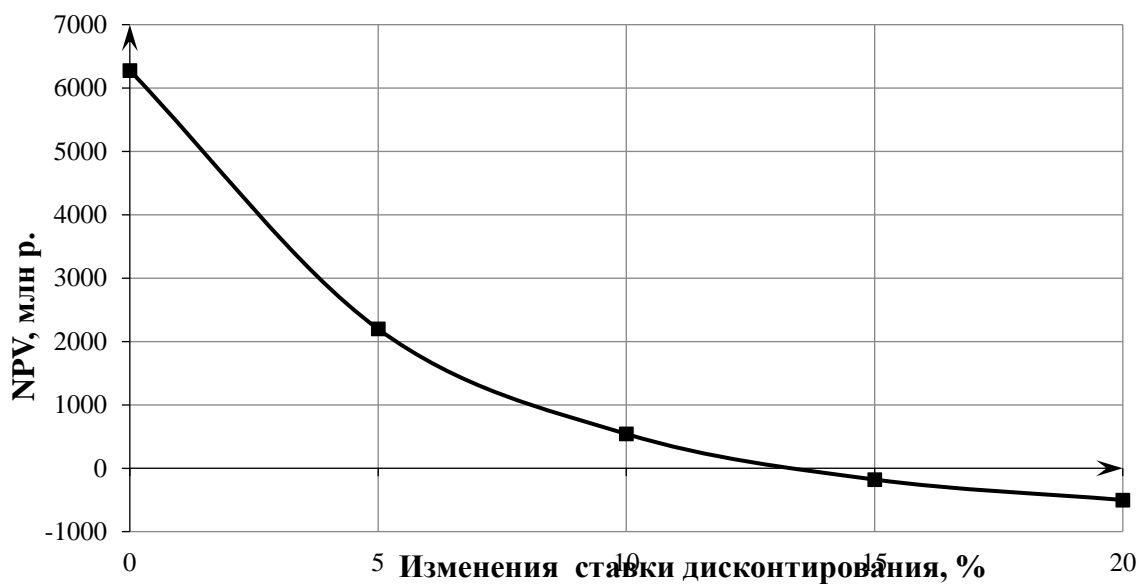


Рисунок 8.6 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

При достижении ставки дисконтирования 13 %, т.е. равной величине внутренней нормы рентабельности проект достигнет значения $NPV=0$. При дальнейшем увеличении проект станет убыточным.

9. Дифференциальные защиты гидрогенератора. Устройство и принцип работы.

9.1 Продольная дифференциальная защита генератора

Назначение: Функция продольной дифференциальной защиты генератора предназначена для защиты генератора от многофазных КЗ в обмотке статора и на его выводах, а также от двойных замыканий на землю в цепях генераторного напряжения.

Принцип действия: Защита подключается к ТТ, установленным со стороны линейных и нулевых выводов генератора (возможно подключение к ТТ, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора возбуждения). Зона действия дифференциальной защиты ограничивается местом установки ТТ. Примеры подключения продольной дифференциальной защиты генератора приведены на рисунке 9.1.

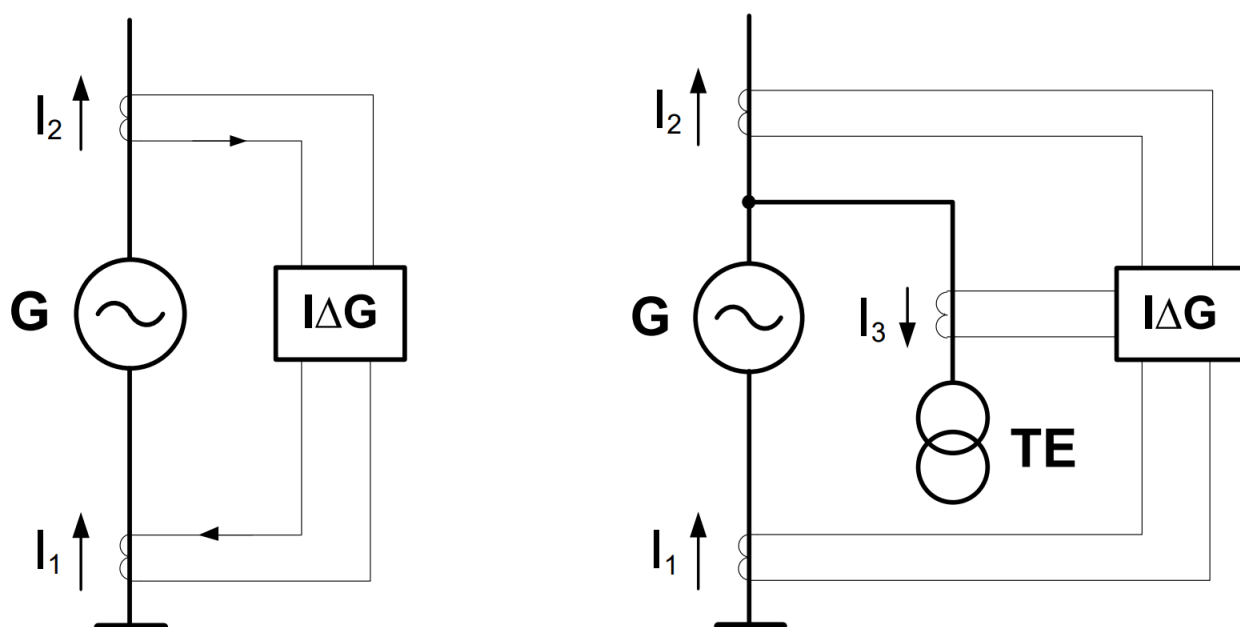


Рисунок 9.1 – Примеры подключения продольной дифференциальной защиты генератора

Защита выполняется трехфазной. Трехфазное исполнение дифференциальной защиты позволяет обеспечить чувствительность к двойным замыканиям на землю.

Структурная схема дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 9.2

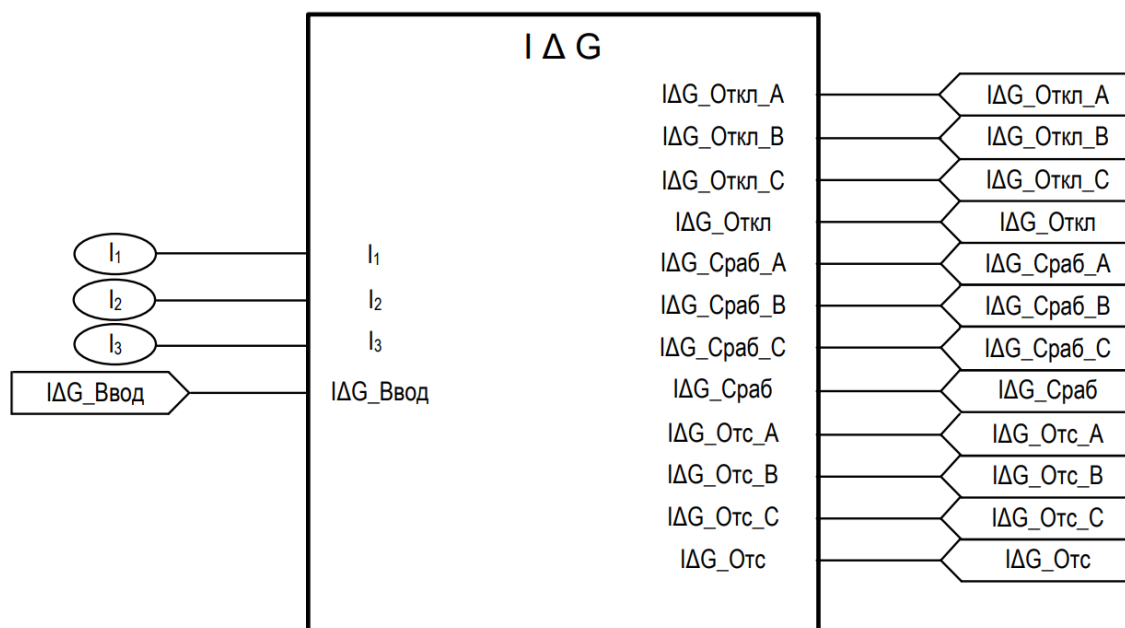


Рисунок 9.2 – Структурная схема продольной дифференциальной защиты генератора

В состав продольной дифференциальной защиты генератора может входить измерительный орган дифференциального тока с торможением IdG (2) или IdG (3). При подключении к двум группам ТТ используется ИО IdG (2), при подключении к трем группам – ИО IdG (3). Измерительные органы IdG (2) или IdG (3) состоят из дифференциального органа и дифференциальной отсечки.

Дифференциальная защита вычисляет дифференциальный ток I_{Δ} и сравнивает его с током срабатывания дифференциального органа (ICP) и органа дифференциальной отсечки (IOTC). Защита срабатывает, когда дифференциальный ток превышает ток срабатывания дифференциального органа или дифференциальной отсечки.

9.1.1 Дифференциальный ток

Дифференциальный ток определяется по формуле

$$I_{\Delta} = |k_1 \cdot \dot{I}_1 + k_2 \cdot \dot{I}_2|, \text{ – при подключении к двум группам.} \quad (9.1)$$

$$I_{\Delta} = |k_1 \cdot \dot{I}_1 + k_2 \cdot \dot{I}_2 + k_3 \cdot \dot{I}_3|, \text{ – при подключении к трем группам,} \quad (9.2)$$

где $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3$ – векторы токов соответственно от первой, второй и третьей группы ТТ;

k_1, k_2, k_2 – коэффициенты коррекции полярности ТТ соответственно для первой, второй и третьей групп ТТ.

В нормальном режиме дифференциальный ток определяется погрешностями ТТ и его значение не велико. При внешних КЗ или асинхронном режиме дифференциальный ток возрастает. Для отстройки от токов небаланса в этом случае в дифференциальном органе используется торможение (увеличение тока срабатывания с ростом сквозного тока). При этом ток срабатывания дифференциального органа определяется по формуле

$$I_{\text{ср}} = \begin{cases} I_{\text{ср}0} & - \text{при } I_{\text{T}} < I_{\text{нт}} \\ I_{\text{ср}0} + k_{\text{торм.мин}} \cdot (I_{\text{T}} - I_{\text{нт}}) & - \text{при } I_{\text{T}} \geq I_{\text{нт}} \end{cases}, \quad (9.3)$$

где I_{T} – ток торможения
 $k_{\text{торм.мин}}$, $I_{\text{ср}0}$, $I_{\text{нт}}$ – уставки срабатывания защиты

9.1.2 Ток торможения

Ток торможения определяется по формуле:

При подключении к двум группам ТТ:

$$I_{\text{T}} = \begin{cases} \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos \alpha} & - \text{при } \cos \alpha > 0 \text{ (внешнее кз)} \\ 0 & - \text{при } \cos \alpha \leq 0 \text{ (внутреннее кз)} \end{cases}, \quad (9.4)$$

где $I_1 \cdot I_2$ – модули векторов $\dot{I}_1 \cdot \dot{I}_2$
 α – угол между векторами токов $k_1 \dot{I}_1$ и $k_2 \dot{I}_2$

$$\alpha = \arg(-k_1 \dot{I}_1 / k_2 \dot{I}_2). \quad (9.5)$$

При подключении к трем группам ТТ:

$$I_{\text{T}} = \begin{cases} \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos \alpha} & - \text{при } \cos \alpha > 0 \text{ (внешнее кз)} \\ 0 & - \text{при } \cos \alpha \leq 0 \text{ (внутреннее кз)} \end{cases}, \quad (9.6)$$

где I_1 – модуль наибольшего из трех векторов
 I_2 – модуль разности суммарного тока и наибольшего по модулю тока
 α – угол между векторами токов $k'_1 \dot{I}'_1$ и \dot{I}'_2

$$\dot{I}'_1 = \max(I_1 \cdot I_2 \cdot I_3). \quad (9.7)$$

$$\dot{I}'_2 = |k_1 \dot{I}_1 + k_2 \dot{I}_2 + k_3 \dot{I}_3|. \quad (9.8)$$

$$\alpha = \arg(-k'_1 \dot{I}'_1 / \dot{I}'_2), \quad (9.9)$$

где \dot{I}'_1 – вектор тока, соответствующий группе ТТ с наибольшим по модулю током;

$K'1$ – коэффициент коррекции полярности ТТ, соответствующий коэффициенту коррекции полярности группы ТТ с наибольшим по модулю током;

В дифференциальной отсечке торможение не используется, поскольку ее уставка отстраивается от максимальных токов небаланса в режиме внешнего КЗ или в асинхронном режиме.

Для повышения устойчивости функционирования защиты в переходных режимах в алгоритме дифференциальной защиты применяется дополнительное динамическое торможение. Дополнительно в характеристику срабатывания вводится вертикальный участок смотреть рисунок 9.3, блокирующий защиту на участке с торможением.

В защите предусмотрено выравнивание токов по модулю. Выравнивание происходит автоматически при приведении токов плеч к базисному току. В качестве базисного тока принимается номинальный ток генератора.

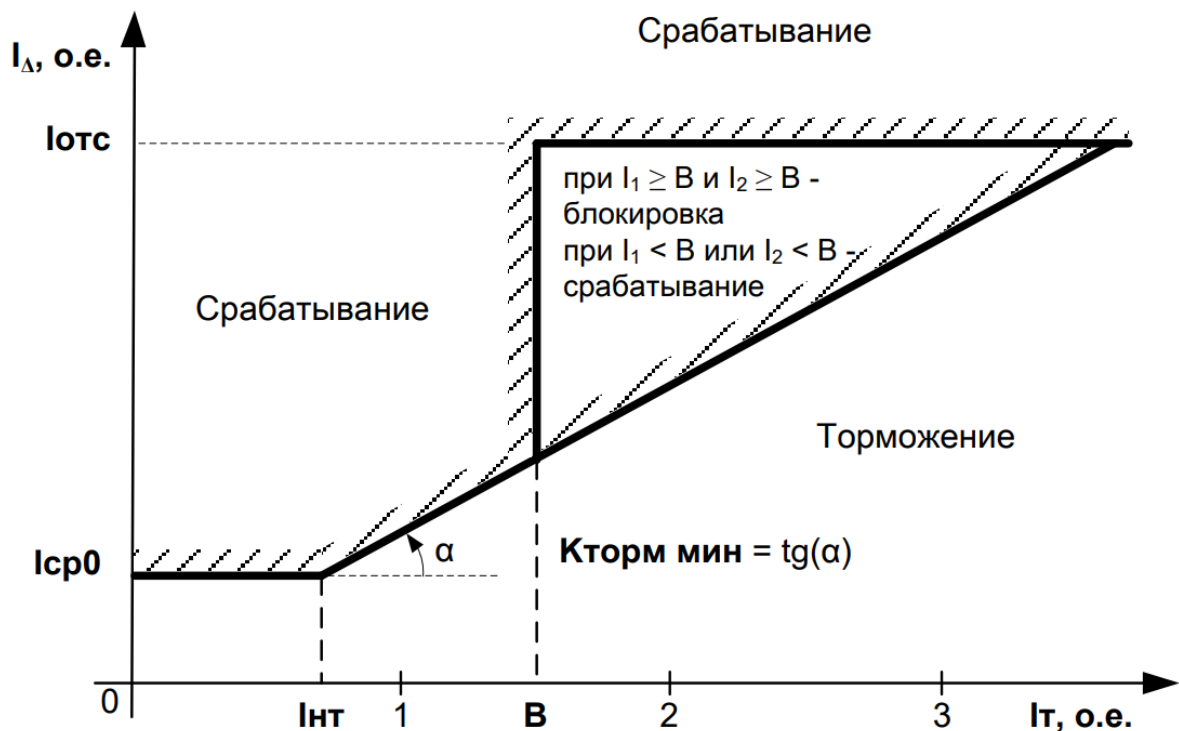


Рисунок 9.3 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты

Функциональная схема дифференциальной защиты генератора приведена на рисунках 9.4 и 9.5.

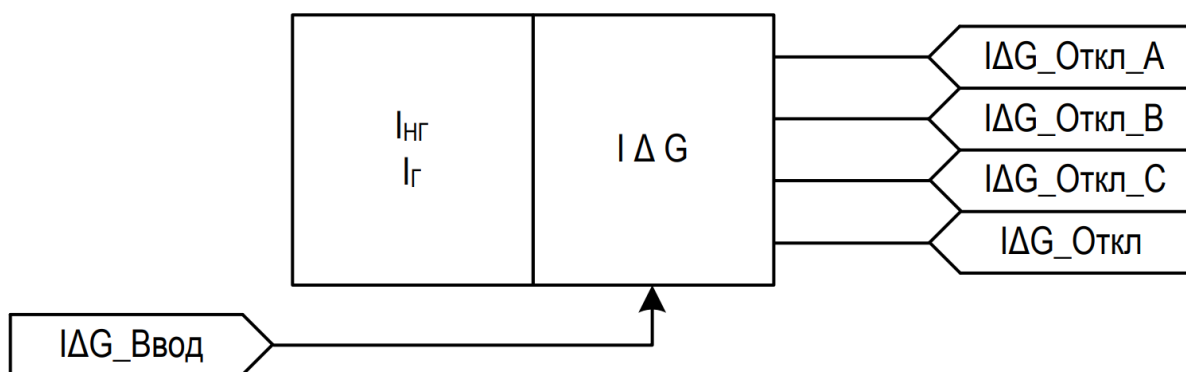


Рисунок 9.4 – Функциональная схема двухплечевой дифференциальной защиты генератора

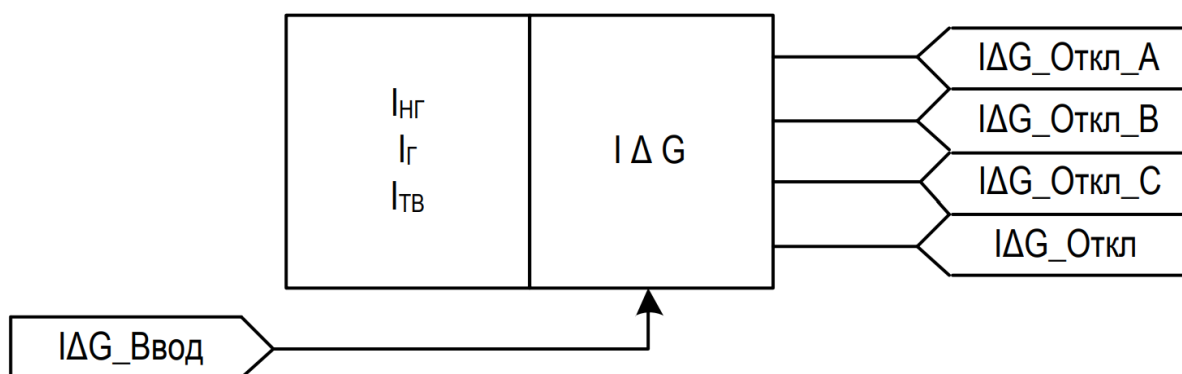


Рисунок 9.5 – Функциональная схема трехплечевой дифференциальной защиты генератора

Дифференциальная защита генератора воздействует на отключение без выдержек времени. Дискретные сигналы, не используемые в типовой логике защиты, не показаны на функционально-логической схеме.

Дискретные сигналы защиты могут воздействовать на выходные реле непосредственно или через матрицу отключения, а также регистрироваться, осциллографироваться и действовать на пуск осциллографа.

9.2 Поперечная дифференциальная защита генератора

Назначение: Функция поперечной дифференциальной защиты генератора предназначена для защиты генератора от замыканий между витками одной фазы в обмотке статора (при наличии выведенных параллельных ветвей обмотки).

Принцип действия: Защита подключается к ТТ, установленному в перемычке, соединяющей две нейтрали ветвей обмотки статора генератора. Пример подключения поперечной дифференциальной защиты генератора приведен на рисунке 9.6.

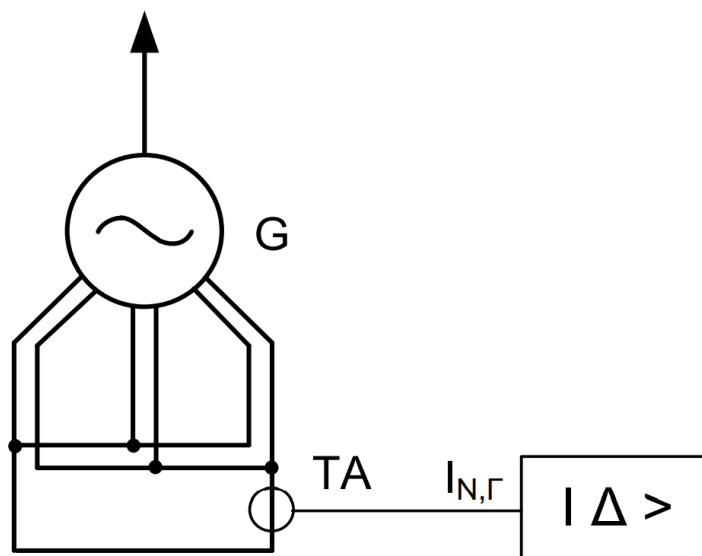


Рисунок 9.6 – Пример подключения поперечной дифференциальной защиты генератора

Структурная схема поперечной дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 9.7.

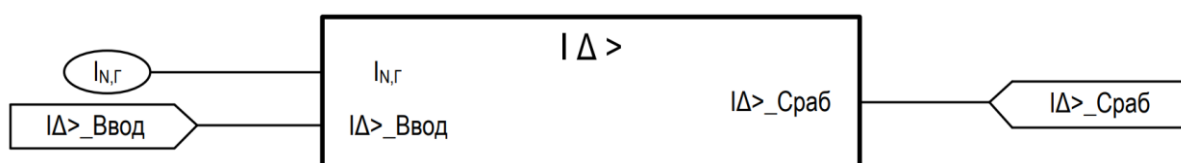


Рисунок 9.7 – Структурная схема поперечной дифференциальной защиты генератора

Защита контролирует ток в перемычке, соединяющей две нейтрали ветвей обмотки статора генератора, и срабатывает при превышении действующего значения тока основной частоты уставки срабатывания.

В защите предусмотрено подавление высших гармонических составляющих в контролируемом токе, в том числе гармоник, кратных трем. Подавление высших гармонических составляющих предусмотрено в связи с наличием в ЭДС генератора составляющих высших гармоник, значения которых в ветвях обмотки каждой фазы могут несколько отличаться. Разность ЭДС высших гармоник создает уравнительные токи в перемычке нейтрали генератора. В сумме уравнительных токов всех трех фаз преобладает ток третьей гармоники, так как ЭДС гармоник, кратных трем, во всех трех фазах совпадают по фазе. Гармоники, кратные трем, подавляются с коэффициентом подавления не менее восьми.

Защита реагирует как на витковые замыкания в одной фазе, так и на междуфазные КЗ и может иметь мертвую зону при малом количестве замкнутых витков, а также при замыканиях, соответствующих равной удаленности места КЗ от нейтральной точки обеих ветвей.

Функциональная схема поперечной дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 9.8.

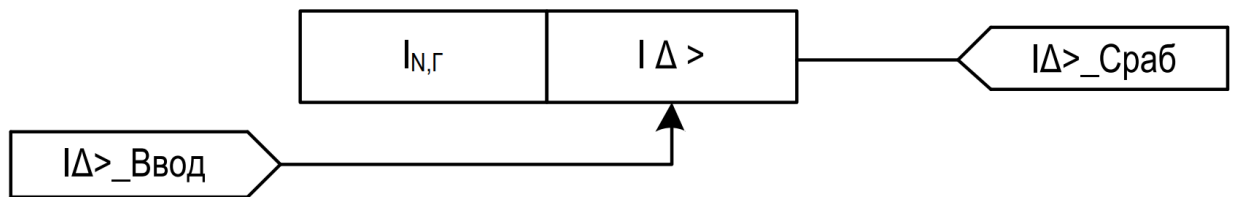


Рисунок 9.8 – Функциональная схема поперечной дифференциальной защиты генератора

Поперечная дифференциальная защита генератора воздействует на отключение без выдержки времени.

9.2.1 Расчет уставок поперечной дифференциальной защиты

Уставка защиты может задаваться как в именованных, так и в относительных единицах. При задании уставки в относительных единицах в терминал необходимо задать базисный ток.

Расчет базисного тока

В качестве базисного тока принимается номинальный ток генератора

$$I_{\text{БАЗ}} = \frac{I_{\text{НОМ.Г.}}}{k_{\text{ТТ}}}, \quad (9.10)$$

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

$k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Ток срабатывания

На этапе проектирования ток срабатывания защиты рекомендуется принимать равным:

$$I_{\text{ср}} = \frac{0,2I_{\text{НОМ.Г.}}}{k_{\text{ТТ}}}. \quad (9.11)$$

Значение уставки рекомендуется уточнять при наладочных испытаниях на объекте по формуле:

$$I_{\text{ср}} = k_{\text{отс}} \left(I_{\text{нб.хх}} + \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{I_{\text{НОМ.Г.}}} I_{\text{нб.кз.}} \right), \quad (9.12)$$

где $k_{\text{отс}}$ = коэффициент отстройки, принимается равным 1,5;

$I_{\text{нб.хх}}$ – ток небаланса, измеренный защитой при работе генератора на ХХ и максимальном допустимом напряжении 1,2 $U_{\text{НОМ.Г}}$ (паспортный параметр генератора), А;

$I_{\text{нб.кз}}$ – ток небаланса, измеренный защитой в опыте трехфазного КЗ при отключенном генераторном выключателе1), А;

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ – первичный ток трехфазного КЗ, А.

Перевод уставки в о.е. выполняется по формуле:

$$I_{\text{ср}*} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{БАЗ}}}. \quad (9.13)$$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева Е. Ю. Использование водной энергии. Выбор параметров ГЭС годичного регулирования / Е.Ю. Затеева, А.А. Дворцова. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2019;
2. Затеева Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев . – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал,, 2005. 114 с.
3. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций Т.1. / Ю.С. Васильев , Д.С. Щавелев. - Москва: Энергоатомиздат, 1988. - 400 с.
4. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций Т.1. / Ю.С. Васильев , Д.С. Щавелев. - Москва: Энергоатомиздат, 1990. - 336 с.
5. Новоженин В. Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / В.Д. Новоженин, Е.В. Невский – Москва: «Институт Гидропроект», 1998. - 467 с.
6. Кох П. И. Козловые краны для гидроэлектростанций. / Кох П. И., Нещеретный П.М., Чекулаев В.А. – Москва: Машиностроение, 1972. – 168 с.
7. Брызгалов В. И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. – 541 с.
8. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
9. СТО 17230282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 10.01.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 43 с.
10. СТО 17330282.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 50 с.
11. Куценов Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – 2-е изд. – Саяногорск: Сиб. федер. ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2009. – 232 с.
12. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 – 12 с.
13. 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.

14. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – 131 с.
15. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // УЭТМ. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarno-reaktornoe+oborudovanie>
16. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с;
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>
18. 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.
19. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>
20. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
21. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.
22. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
23. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
24. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
25. Лыбина Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.
26. СП 38.13330.2018 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 17.02.19 – 82. – М.: Минрегион России, 2018.
27. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.
28. Киселев П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П.Г. Киселева. – Москва: Энергия, 1974. – 312 с.

29. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
30. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / В.Г. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. – Москва: АСВ, 2011. – 584 с;
31. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.
32. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84*. – М.: Минрегион России, 2012.
33. Российская Федерация. Законы. О безопасности гидротехнических сооружений. Федеральный закон N 445-ФЗ [принят Государственной думой 23 июня 1997 года] - Москва Собрание законодательства РФ, 2013, №9, ст. 874.
34. СТО 70238424.27.140.012-2011 «Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружения и оборудования ГЭС» - Введ. 31.01.2011 – Москва: НП «Гидроэнергетика России», Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС»– «Фирма ОРГРЭС».
35. Российская Федерация. Законы. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть первая) текст с изменениями и дополнениями на 17.02.2021 [принят Принят Государственной Думой 16 июля 1998 года; Одобрен Советом Федерации 17 июля 1998 года] Собр. Законодательства Рос. Федерации. – 2000. - № 146-ФЗ. – Ст . – 12-13
36. 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;
37. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО 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.
38. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 08.02.2017 №9 [Электронный ресурс] // - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»- Режим доступа: <https://www.economy.gov.ru>.
39. СТО РусГидро 06.01.99-2013 «Гидроэлектростанции. Методические указания по учёту стока воды» - Введ. 21.04.2014 – Москва: ОАО «РусГидро», 2014;
40. СТО 17330282.27.140.004-2008 «Контрольно-измерительные системы и аппаратуры гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 15.04.2008 – Москва: ОАО «Ниизэс» нп «Гидроэнергетика России», 2008;
41. Морозов М. Ф. Гидротехнические сооружения: Методические указания / М.Ф.Мороз, Н.Н.Водчиц – Брест, 2007 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водноэнергетические расчёты

Таблица А.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов.

№ п/п	P, %	Q ср.год	Годы	Q меж	Годы	Q пол	Годы
1	1,1	64	1956	31	1975	113	1956
2	2,2	62	1932	30	1977	111	1955
3	3,3	61	1971	30	1971	110	1932
4	4,4	58	1979	30	1976	108	1933
5	5,6	57	1976	29	1979	104	1959
6	6,7	56	1984	29	1956	104	1971
7	7,8	56	1955	29	1969	102	1984
8	8,9	54	1933	28	1932	97	1979
9	10,0	54	1978	25	1978	96	1976
10	11,1	51	1975	25	1963	95	1950
11	12,2	49	1927	24	1935	93	1978
12	13,3	49	1959	24	1984	93	1958
13	14,4	49	1977	23	1961	93	1970
14	15,6	49	1983	23	1968	91	1927
15	16,7	48	1970	23	1952	90	1957
16	17,8	48	1964	23	1982	89	1929
17	18,9	48	1958	21	1983	89	1928
18	20,0	46	1982	20	1964	87	1983
19	21,1	46	1928	19	1927	87	1964
20	22,2	45	1957	19	1972	85	1930
21	23,3	45	1930	19	1907	83	1926
22	24,4	45	1950	18	1949	81	1931
23	25,6	44	1968	17	1930	80	1982
24	26,7	43	1931	17	1908	79	1975
25	27,8	42	1972	17	1970	78	1942
26	28,9	42	1969	16	1973	76	1948
27	30,0	42	1929	16	1980	76	1972
28	31,1	42	1961	16	1931	75	1941
29	32,2	41	1963	16	1933	74	1954
30	33,3	41	1926	16	1965	74	1977
31	34,4	40	1952	16	1958	74	1951
32	35,6	39	1935	16	1955	73	1968
33	36,7	39	1980	15	1947	72	1965
34	37,8	39	1965	15	1928	71	1980
35	38,9	39	1942	15	1940	71	1966
36	40,0	38	1947	14	1957	71	1925
37	41,1	38	1954	13	1967	70	1947
38	42,2	37	1948	13	1920	67	1961
39	43,3	36	1941	13	1981	66	1946
40	44,4	36	1973	13	1915	64	1973
41	45,6	35	1949	12	1946	64	1936

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	Р, %	Q ср.год	Годы	Q меж	Годы	Q пол	Годы
42	46,7	35	1951	12	1954	64	1917
43	47,8	35	1966	12	1974	63	1952
44	48,9	35	1946	11	1944	63	1962
45	50,0	34	1925	11	1900	63	1963
46	51,1	33	1967	11	1909	62	1914
47	52,2	32	1909	11	1960	61	1934
48	53,3	31	1914	11	1942	61	1953
49	54,4	31	1944	10	1926	61	1969
50	55,6	31	1936	10	1923	61	1935
51	56,7	31	1907	10	1911	61	1909
52	57,8	31	1945	10	1959	61	1945
53	58,9	31	1962	10	1945	60	1967
54	60,0	31	1974	10	1910	60	1937
55	61,1	30	1940	9	1916	59	1944
56	62,2	30	1960	9	1913	59	1949
57	63,3	30	1953	9	1914	59	1939
58	64,4	30	1917	9	1918	57	1960
59	65,6	30	1934	9	1899	57	1974
60	66,7	29	1908	9	1943	56	1897
61	67,8	29	1920	9	1905	56	1922
62	68,9	29	1939	9	1922	55	1916
63	70,0	29	1981	9	1902	55	1899
64	71,1	29	1937	9	1941	54	1913
65	72,2	28	1922	9	1901	54	1902
66	73,3	28	1916	9	1966	53	1923
67	74,4	28	1899	9	1950	52	1920
68	75,6	28	1913	8	1929	52	1940
69	76,7	28	1923	8	1948	52	1981
70	77,8	27	1902	8	1919	52	1910
71	78,9	27	1915	8	1953	52	1924
72	80,0	27	1897	8	1938	52	1919
73	81,1	27	1910	8	1912	50	1903
74	82,2	26	1943	8	1903	50	1943
75	83,3	26	1919	8	1939	50	1921
76	84,4	26	1924	8	1924	49	1898
77	85,6	26	1911	8	1921	49	1901
78	86,7	26	1900	8	1896	48	1911
79	87,8	26	1903	8	1934	48	1907
80	88,9	25	1921	7	1962	48	1915
81	90,0	25	1901	7	1951	48	1905
82	91,1	25	1918	7	1936	48	1906
83	92,2	25	1905	7	1925	48	1918
84	93,3	24	1898	7	1904	47	1908
85	94,4	24	1896	7	1897	47	1896

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

№ п/п	Р, %	Q ср.год	Годы	Q меж	Годы	Q пол	Годы
86	95,6	24	1912	7	1906	47	1904
87	96,7	24	1906	6	1898	47	1912
88	97,8	23	1904	6	1937	46	1900
89	98,9	23	1938	6	1917	43	1938

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Сработка и наполнение водохранилища в январе

t	Qбыл, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qсл., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV, м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
19	8	0	8	8	4	16	0	16	600000	29520	570480	716,00	715,75	715,88	633,40	81,47	11	11	0,011
20	8	0	8	20	4	28	0	28	570480	72720	497760	715,75	715,31	715,53	633,95	80,58	20	20	0,02
21	8	0	8	10	4	18	0	18	497760	35460	462300	715,31	715,02	715,17	633,49	80,67	12	12	0,012
22	8	0	8	2	4	10	0	10	462300	8820	453480	715,02	714,93	714,98	632,97	81,01	7	7	0,007
23	8	0	8	-2	4	6	0	6	453480	-7200	460680	714,93	715,01	714,97	632,40	81,57	4	4	0,004
0	8	0	8	-2	4	6	0	6	460680	-7200	467880	715,01	715,07	715,04	632,40	81,64	4	4	0,004
1	8	0	8	-2	4	6	0	6	467880	-7200	475080	715,07	715,14	715,11	632,40	81,71	4	4	0,004
2	8	0	8	-2	4	6	0	6	475080	-7200	482280	715,14	715,20	715,17	632,40	81,77	4	4	0,004
3	8	0	8	-2	4	6	0	6	482280	-7200	489480	715,20	715,25	715,23	632,40	81,83	4	4	0,004
4	8	0	8	-2	4	6	0	6	489480	-7200	496680	715,25	715,31	715,28	632,40	81,88	4	4	0,004
5	8	0	8	-2	4	6	0	6	496680	-7200	503880	715,31	715,36	715,33	632,40	81,93	4	4	0,004
6	8	0	8	-2	4	6	0	6	503880	-7200	511080	715,36	715,40	715,38	632,40	81,98	4	4	0,004
7	8	0	8	-2	4	6	0	6	511080	-7200	518280	715,40	715,45	715,42	632,40	82,03	4	4	0,004
8	8	0	8	-2	4	6	0	6	518280	-7380	525660	715,45	715,49	715,47	632,39	82,08	4	4	0,004
9	8	0	8	-2	4	6	0	6	525660	-7380	533040	715,49	715,53	715,51	632,39	82,12	4	4	0,004
10	8	0	8	-2	4	6	0	6	533040	-7380	540420	715,53	715,57	715,55	632,39	82,16	4	4	0,004
11	8	0	8	-2	4	6	0	6	540420	-7380	547800	715,57	715,61	715,59	632,39	82,20	4	4	0,004
12	8	0	8	-2	4	6	0	6	547800	-7380	555180	715,61	715,66	715,63	632,39	82,24	4	4	0,004
13	8	0	8	-2	4	6	0	6	555180	-7380	562560	715,66	715,70	715,68	632,39	82,29	4	4	0,004
14	8	0	8	-2	4	6	0	6	562560	-7380	569940	715,70	715,75	715,72	632,39	82,33	4	4	0,004
15	8	0	8	-2	4	6	0	6	569940	-7380	577320	715,75	715,80	715,77	632,39	82,38	4	4	0,004
16	8	0	8	-2	4	6	0	6	577320	-7560	584880	715,80	715,86	715,83	632,38	82,44	4	4	0,004
17	8	0	8	-2	4	6	0	6	584880	-7560	592440	715,86	715,92	715,89	632,38	82,51	4	4	0,004
18	8	0	8	-2	4	6	0	6	592440	-7560	600000	715,92	716,00	715,96	632,38	82,58	4	4	0,004

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Сработка и наполнение водохранилища в декабре

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС, м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV, м³	Vкон., м³	Знач.ВБ, м	Зкон.ВБ, м	Зср.ВБ, м	ЗНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
18	13	0	13	8	4	21	0	21	600000	27720	572280	716,00	715,76	715,88	633,63	81,25	14	14	0,014
19	13	0	13	17	4	30	0	30	572280	60120	512160	715,76	715,41	715,59	634,01	80,58	20	20	0,020
20	13	0	13	17	4	30	0	30	512160	60840	451320	715,41	714,91	715,16	634,02	80,14	20	20	0,020
21	13	0	13	17	4	30	0	30	451320	61920	389400	714,91	714,08	714,50	634,03	79,47	20	20	0,020
22	13	0	13	18	4	30	0	30	389400	63000	326400	714,08	712,95	713,52	634,04	78,47	20	20	0,020
23	13	0	13	1	4	14	0	14	326400	2880	323520	712,95	712,89	712,92	633,24	78,68	9	9	0,009
0	13	0	13	-7	4	6	0	6	323520	-24840	348360	712,89	713,37	713,13	632,40	79,73	4	4	0,004
1	13	0	13	-7	4	6	0	6	348360	-24840	373200	713,37	713,81	713,59	632,40	80,19	4	4	0,004
2	13	0	13	-7	4	6	0	6	373200	-24840	398040	713,81	714,22	714,01	632,40	80,61	4	4	0,004
3	13	0	13	-7	4	6	0	6	398040	-24840	422880	714,22	714,57	714,39	632,40	80,99	4	4	0,004
4	13	0	13	-7	4	6	0	6	422880	-24840	447720	714,57	714,87	714,72	632,40	81,32	4	4	0,004
5	13	0	13	-7	4	6	0	6	447720	-24840	472560	714,87	715,12	714,99	632,40	81,59	4	4	0,004
6	13	0	13	-7	4	6	0	6	472560	-25200	497760	715,12	715,31	715,22	632,38	81,83	4	4	0,004
7	13	0	13	-7	4	6	0	6	497760	-25200	522960	715,31	715,47	715,39	632,38	82,01	4	4	0,004
8	13	0	13	-7	4	6	0	6	522960	-25200	548160	715,47	715,62	715,55	632,38	82,16	4	4	0,004
9	13	0	13	-4	4	9	0	9	548160	-14760	562920	715,62	715,70	715,66	632,79	81,87	6	6	0,006
10	13	0	13	11	4	24	0	24	562920	38520	524400	715,70	715,48	715,59	633,76	80,83	16	16	0,016
11	13	0	13	6	4	19	0	19	524400	22680	501720	715,48	715,34	715,41	633,56	80,85	13	13	0,013
12	13	0	13	-4	4	9	0	9	501720	-14760	516480	715,34	715,44	715,39	632,79	81,60	6	6	0,006
13	13	0	13	-7	4	6	0	6	516480	-25200	541680	715,44	715,58	715,51	632,38	82,12	4	4	0,004
14	13	0	13	-7	4	6	0	6	541680	-25200	566880	715,58	715,73	715,65	632,38	82,27	4	4	0,004
15	13	0	13	-4	4	9	0	9	566880	-14580	581460	715,73	715,83	715,78	632,79	81,98	6	6	0,006
16	13	0	13	2	4	15	0	15	581460	6660	574800	715,83	715,78	715,80	633,31	81,49	10	10	0,010
17	13	0	13	-7	4	6	0	6	574800	-25200	600000	715,78	716,00	715,89	632,38	82,50	4	4	0,004

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Сработка и наполнение водохранилища в феврале

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV , м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
19	8	0	8	10	4	18	0	18	600000	34560	565440	716,00	715,72	715,86	633,49	81,37	12	12	0,012
20	8	0	8	22	4	30	0	30	565440	77940	487500	715,72	715,24	715,48	634,02	80,46	20	20	0,020
21	8	0	8	10	4	18	0	18	487500	35280	452220	715,24	714,92	715,08	633,50	80,58	12	12	0,012
22	8	0	8	2	4	10	0	10	452220	8460	443760	714,92	714,83	714,87	632,97	80,91	7	7	0,007
23	8	0	8	-2	4	6	0	6	443760	-7560	451320	714,83	714,91	714,87	632,40	81,47	4	4	0,004
0	8	0	8	-2	4	6	0	6	451320	-7560	458880	714,91	714,99	714,95	632,40	81,55	4	4	0,004
1	8	0	8	-2	4	6	0	6	458880	-7560	466440	714,99	715,06	715,02	632,40	81,62	4	4	0,004
2	8	0	8	-2	4	6	0	6	466440	-7560	474000	715,06	715,13	715,09	632,40	81,69	4	4	0,004
3	8	0	8	-2	4	6	0	6	474000	-7740	481740	715,13	715,19	715,16	632,39	81,77	4	4	0,004
4	8	0	8	-2	4	6	0	6	481740	-7740	489480	715,19	715,25	715,22	632,39	81,83	4	4	0,004
5	8	0	8	-2	4	6	0	6	489480	-7740	497220	715,25	715,31	715,28	632,39	81,89	4	4	0,004
6	8	0	8	-2	4	6	0	6	497220	-7740	504960	715,31	715,36	715,34	632,39	81,95	4	4	0,004
7	8	0	8	-2	4	6	0	6	504960	-7920	512880	715,36	715,41	715,39	632,38	82,01	4	4	0,004
8	8	0	8	-2	4	6	0	6	512880	-7920	520800	715,41	715,46	715,44	632,38	82,05	4	4	0,004
9	8	0	8	-2	4	6	0	6	520800	-7920	528720	715,46	715,51	715,48	632,38	82,10	4	4	0,004
10	8	0	8	-2	4	6	0	6	528720	-7920	536640	715,51	715,55	715,53	632,38	82,15	4	4	0,004
11	8	0	8	-2	4	6	0	6	536640	-7920	544560	715,55	715,60	715,57	632,38	82,19	4	4	0,004
12	8	0	8	-2	4	6	0	6	544560	-7920	552480	715,60	715,64	715,62	632,38	82,23	4	4	0,004
13	8	0	8	-2	4	6	0	6	552480	-7920	560400	715,64	715,69	715,66	632,38	82,28	4	4	0,004
14	8	0	8	-2	4	6	0	6	560400	-7920	568320	715,69	715,74	715,71	632,38	82,33	4	4	0,004
15	8	0	8	-2	4	6	0	6	568320	-7920	576240	715,74	715,79	715,76	632,38	82,38	4	4	0,004
16	8	0	8	-2	4	6	0	6	576240	-7920	584160	715,79	715,85	715,82	632,38	82,44	4	4	0,004
17	8	0	8	-2	4	6	0	6	584160	-7920	592080	715,85	715,92	715,88	632,38	82,50	4	4	0,004
18	8	0	8	-2	4	6	0	6	592080	-7920	600000	715,92	716,00	715,96	632,38	82,57	4	4	0,004

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Сработка и наполнение водохранилища в ноябрь

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV, м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
18	13	0	12	7	4	19	0	19	600000	24120	575880	716,00	715,79	715,89	633,56	81,33	13	13	0,013
19	13	0	12	17	4	30	0	30	575880	61920	513960	715,79	715,42	715,60	634,01	80,59	20	20	0,020
20	13	0	12	17	4	30	0	30	513960	62460	451500	715,42	714,91	715,17	634,02	80,15	20	20	0,020
21	13	0	12	18	4	30	0	30	451500	63360	388140	714,91	714,06	714,49	634,03	79,46	20	20	0,020
22	13	0	12	18	4	30	0	31	388140	64800	323340	714,06	712,89	713,47	634,04	78,43	20	20	0,020
23	13	0	12	0	4	12	0	12	323340	-900	324240	712,89	712,91	712,90	633,13	78,77	8	8	0,008
0	13	0	12	-6	4	6	0	6	324240	-23040	347280	712,91	713,35	713,13	632,42	79,71	4	4	0,004
1	13	0	12	-6	4	6	0	6	347280	-23040	370320	713,35	713,76	713,56	632,42	80,14	4	4	0,004
2	13	0	12	-6	4	6	0	6	370320	-23220	393540	713,76	714,15	713,96	632,41	80,55	4	4	0,004
3	13	0	12	-6	4	6	0	6	393540	-23220	416760	714,15	714,49	714,32	632,41	80,91	4	4	0,004
4	13	0	12	-7	4	6	0	6	416760	-23400	440160	714,49	714,78	714,64	632,40	81,24	4	4	0,004
5	13	0	12	-7	4	6	0	6	440160	-23760	463920	714,78	715,04	714,91	632,38	81,53	4	4	0,004
6	13	0	12	-7	4	6	0	6	463920	-23760	487680	715,04	715,24	715,14	632,38	81,76	4	4	0,004
7	13	0	12	-7	4	6	0	6	487680	-23760	511440	715,24	715,41	715,32	632,38	81,94	4	4	0,004
8	13	0	12	-7	4	6	0	6	511440	-23760	535200	715,41	715,54	715,47	632,38	82,09	4	4	0,004
9	13	0	12	-4	4	9	0	9	535200	-12960	548160	715,54	715,62	715,58	632,80	81,78	6	6	0,006
10	13	0	12	10	4	22	0	22	548160	34920	513240	715,62	715,42	715,52	633,70	80,81	15	15	0,015
11	13	0	12	5	4	18	0	18	513240	18720	494520	715,42	715,29	715,35	633,49	80,87	12	12	0,012
12	13	0	12	-5	4	7	0	7	494520	-18360	512880	715,29	715,41	715,35	632,61	81,74	5	5	0,005
13	13	0	12	-7	4	6	0	6	512880	-23760	536640	715,41	715,55	715,48	632,38	82,10	4	4	0,004
14	13	0	12	-7	4	6	0	6	536640	-23760	560400	715,55	715,69	715,62	632,38	82,24	4	4	0,004
15	13	0	12	-5	4	7	0	7	560400	-18360	578760	715,69	715,81	715,75	632,61	82,14	5	5	0,005
16	13	0	12	1	4	13	0	13	578760	2520	576240	715,81	715,79	715,80	633,20	81,60	9	9	0,009
17	13	0	12	-7	4	6	0	6	576240	-23760	600000	715,79	716,00	715,89	632,38	82,51	4	4	0,004

Продолжение приложения А

Таблица А.8 – Сработка и наполнение водохранилища в марте

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV, м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э,млн кВт час
10	16	0	16	12	4	28	0	28	600000	44640	555360	716,00	715,66	715,83	633,95	80,88	19	19	0,019
11	16	0	16	14	4	30	0	30	555360	50580	504780	715,66	715,36	715,51	634,02	80,49	20	20	0,020
12	16	0	16	7	4	22	0	22	504780	23760	481020	715,36	715,19	715,28	633,71	80,57	15	15	0,015
13	16	0	16	8	4	24	0	24	481020	29520	451500	715,19	714,91	715,05	633,78	80,27	16	16	0,016
14	16	0	16	-1	4	15	0	15	451500	-2880	454380	714,91	714,94	714,93	633,32	80,60	10	10	0,010
15	16	0	16	-4	4	12	0	12	454380	-13680	468060	714,94	715,08	715,01	633,10	80,91	8	8	0,008
16	16	0	16	2	4	18	0	18	468060	7920	460140	715,08	715,00	715,04	633,50	80,54	12	12	0,012
17	16	0	16	-8	4	7	0	7	460140	-29700	489840	715,00	715,26	715,13	632,62	81,51	5	5	0,005
18	16	0	16	7	4	22	0	22	489840	23940	465900	715,26	715,06	715,16	633,71	80,45	15	15	0,015
19	16	0	7	23	4	30	0	30	465900	82800	383100	715,06	713,98	714,52	634,03	79,49	20	20	0,020
20	16	0	16	-2	4	13	0	14	383100	-7740	390840	713,98	714,10	714,04	633,23	79,81	9	9	0,009
21	16	0	16	9	4	24	0	24	390840	30780	360060	714,10	713,58	713,84	633,79	79,05	16	16	0,016
22	16	0	16	15	4	31	0	31	360060	53820	306240	713,58	712,54	713,06	634,05	78,01	20	20	0,020
23	16	0	16	15	4	31	0	31	306240	55440	250800	712,54	711,37	711,96	634,07	76,89	20	20	0,020
0	16	0	16	-10	4	6	0	6	250800	-34200	285000	711,37	712,10	711,74	632,43	78,30	4	4	0,004
1	16	0	16	-10	4	6	0	6	285000	-34560	319560	712,10	712,81	712,46	632,42	79,04	4	4	0,004
2	16	0	16	-10	4	6	0	6	319560	-34560	354120	712,81	713,48	713,14	632,42	79,73	4	4	0,004
3	16	0	16	-10	4	6	0	6	354120	-34920	389040	713,48	714,08	713,78	632,40	80,38	4	4	0,004
4	16	0	16	-10	4	6	0	6	389040	-34920	423960	714,08	714,58	714,33	632,40	80,93	4	4	0,004
5	16	0	16	-10	4	6	0	6	423960	-34920	458880	714,58	714,99	714,79	632,40	81,39	4	4	0,004
6	16	0	16	-10	4	6	0	6	458880	-35280	494160	714,99	715,29	715,14	632,38	81,75	4	4	0,004
7	16	0	16	-10	4	6	0	6	494160	-35280	529440	715,29	715,51	715,40	632,38	82,02	4	4	0,004
8	16	0	16	-10	4	6	0	6	529440	-35280	564720	715,51	715,71	715,61	632,38	82,23	4	4	0,004
9	16	0	16	-10	4	6	0	6	564720	-35280	600000	715,71	716,00	715,85	632,38	82,47	4	4	0,004

Продолжение приложения А

Таблица А.9 – Сработка и наполнение водохранилища в октябре

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV, м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
10	14	0	14	10	4	24	0	24	600000	35460	564540	716,00	715,71	715,86	633,77	81,09	16	16	0,016
11	14	0	14	14	4	28	0	28	564540	51840	512700	715,71	715,41	715,56	633,95	80,61	19	19	0,019
12	14	0	14	6	4	19	0	19	512700	19800	492900	715,41	715,28	715,35	633,57	80,78	13	13	0,013
13	14	0	14	7	4	21	0	21	492900	25380	467520	715,28	715,07	715,18	633,64	80,53	14	14	0,014
14	14	0	14	-3	4	10	0	10	467520	-12240	479760	715,07	715,18	715,12	632,96	81,16	7	7	0,007
15	14	0	14	-5	4	9	0	9	479760	-17640	497400	715,18	715,31	715,25	632,80	81,44	6	6	0,006
16	14	0	14	1	4	15	0	15	497400	3600	493800	715,31	715,29	715,30	633,32	80,98	10	10	0,010
17	14	0	14	-8	4	6	0	6	493800	-28440	522240	715,29	715,47	715,38	632,38	81,99	4	4	0,004
18	14	0	14	4	4	18	0	18	522240	14040	508200	715,47	715,38	715,43	633,49	80,94	12	12	0,012
19	14	0	14	16	4	30	0	30	508200	57600	450600	715,38	714,90	715,14	634,02	80,13	20	20	0,020
20	14	0	14	-3	4	10	0	10	450600	-12240	462840	714,90	715,03	714,96	632,96	81,00	7	7	0,007
21	14	0	14	7	4	21	0	21	462840	25560	437280	715,03	714,75	714,89	633,65	80,24	14	14	0,014
22	14	0	14	16	4	30	0	30	437280	58680	378600	714,75	713,90	714,33	634,03	79,30	20	20	0,020
23	14	0	14	17	4	30	0	31	378600	60120	318480	713,90	712,79	713,35	634,04	78,30	20	20	0,020
0	14	0	14	-8	4	6	0	6	318480	-27720	346200	712,79	713,33	713,06	632,42	79,64	4	4	0,004
1	14	0	14	-8	4	6	0	6	346200	-27720	373920	713,33	713,83	713,58	632,42	80,16	4	4	0,004
2	14	0	14	-8	4	6	0	6	373920	-28080	402000	713,83	714,28	714,05	632,40	80,65	4	4	0,004
3	14	0	14	-8	4	6	0	6	402000	-28080	430080	714,28	714,66	714,47	632,40	81,07	4	4	0,004
4	14	0	14	-8	4	6	0	6	430080	-28080	458160	714,66	714,98	714,82	632,40	81,42	4	4	0,004
5	14	0	14	-8	4	6	0	6	458160	-28080	486240	714,98	715,23	715,10	632,40	81,71	4	4	0,004
6	14	0	14	-8	4	6	0	6	486240	-28440	514680	715,23	715,43	715,33	632,38	81,94	4	4	0,004
7	14	0	14	-8	4	6	0	6	514680	-28440	543120	715,43	715,59	715,51	632,38	82,12	4	4	0,004
8	14	0	14	-8	4	6	0	6	543120	-28440	571560	715,59	715,76	715,67	632,38	82,29	4	4	0,004
9	14	0	14	-8	4	6	0	6	571560	-28440	600000	715,76	716,00	715,88	632,38	82,49	4	4	0,004

Продолжение приложения А

Таблица А.10 – Сработка и наполнение водохранилища в апреле

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qполб., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV, м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	НГЭС, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
19	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
20	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
21	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
22	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
23	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
0	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
1	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
2	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
3	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
4	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
5	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
6	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
7	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
8	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
9	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
10	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
11	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
12	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
13	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
14	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
15	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
16	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
17	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027
18	40	0,1	40	0,0	4	39,9	0	40,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,38	80,62	27,0	27	0,027

Продолжение приложения А

Таблица А.11 – Сработка и наполнение водохранилища в сентябре

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qполб., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV, м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
10	20	0	20	9	4	30	0	30	600000	33480	566520	716,00	715,72	715,86	634,01	80,85	20	20	0,020
11	20	0	20	9	4	30	0	30	566520	33840	532680	715,72	715,53	715,63	634,01	80,61	20	20	0,020
12	20	0	20	9	4	30	0	30	532680	33840	498840	715,53	715,32	715,43	634,01	80,41	20	20	0,020
13	20	0	20	10	4	30	0	30	498840	34200	464640	715,32	715,04	715,18	634,02	80,17	20	20	0,020
14	20	0	20	7	4	27	0	27	464640	23760	440880	715,04	714,79	714,92	633,90	80,02	18	18	0,018
15	20	0	20	5	4	25	0	25	440880	18360	422520	714,79	714,57	714,68	633,84	79,84	17	17	0,017
16	20	0	20	10	4	30	0	30	422520	35280	387240	714,57	714,05	714,31	634,03	79,28	20	20	0,020
17	20	0	20	2	4	23	0	23	387240	8280	378960	714,05	713,91	713,98	633,72	79,26	15	15	0,015
18	20	0	20	10	4	30	0	30	378960	36360	342600	713,91	713,26	713,59	634,04	78,55	20	20	0,020
19	20	0	20	10	4	31	0	31	342600	37440	305160	713,26	712,52	712,89	634,05	77,84	20	20	0,020
20	20	0	20	8	4	28	0	28	305160	27000	278160	712,52	711,96	712,24	633,94	77,30	18	18	0,018
21	20	0	20	11	4	31	0	31	278160	39240	238920	711,96	711,10	711,53	634,07	76,46	20	20	0,020
22	20	0	20	11	4	32	0	32	238920	40680	198240	711,10	710,16	710,63	634,09	75,54	20	20	0,020
23	20	0	20	12	4	32	0	32	198240	42120	156120	710,16	709,04	709,60	634,10	74,50	20	20	0,020
24	20	0	20	-1	4	19	0	19	156120	-3600	159720	709,04	709,14	709,09	633,57	74,52	12	12	0,012
1	20	0	20	-14	4	6	0	6	159720	-50400	210120	709,14	710,44	709,79	632,45	76,35	4	4	0,004
2	20	0	20	-14	4	6	0	6	210120	-50400	260520	710,44	711,58	711,01	632,45	77,56	4	4	0,004
3	20	0	20	-14	4	6	0	6	260520	-50760	311280	711,58	712,65	712,11	632,43	78,68	4	4	0,004
4	20	0	20	-14	4	6	0	6	311280	-51120	362400	712,65	713,62	713,14	632,42	79,72	4	4	0,004
5	20	0	20	-14	4	6	0	6	362400	-51480	413880	713,62	714,45	714,04	632,40	80,64	4	4	0,004
6	20	0	20	-14	4	6	0	6	413880	-51840	465720	714,45	715,05	714,75	632,38	81,37	4	4	0,004
7	20	0	20	-14	4	6	0	6	465720	-51840	517560	715,05	715,44	715,25	632,38	81,86	4	4	0,004
8	20	0	20	-14	4	6	0	6	517560	-51840	569400	715,44	715,74	715,59	632,38	82,21	4	4	0,004
9	20	0	20	-9	4	12	0	12	569400	-30600	600000	715,74	716,00	715,87	633,09	81,78	8	8	0,008

Продолжение приложения А

Таблица А.12 – Сработка и наполнение водохранилища в мае

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qсл., м³/с	QГЭС, м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV , м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zер.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	НГЭС, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
19	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
20	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
21	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
22	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
23	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
0	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
1	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
2	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
3	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
4	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
5	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
6	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
7	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
8	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
9	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
10	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
11	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
12	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
13	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
14	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
15	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
16	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
17	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040
18	73	0,1	59,4	0,0	4	59,4	14	73,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,91	80,09	40,0	40	0,040

Продолжение приложения А

Таблица А.12 – Сработка и наполнение водохранилища в августе

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV , м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
19	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,67	26,0	26	0,026
20	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
21	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
22	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
23	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
0	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
1	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
2	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
3	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
4	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
5	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
6	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
7	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
8	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
9	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
10	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
11	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
12	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
13	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
14	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
15	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
16	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
17	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026
18	38,5	0,1	38,4	0,0	4	38,4	0	38,5	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,33	80,66	26,0	26	0,026

Продолжение приложения А

Таблица А.13 – Сработка и наполнение водохранилища в июнь

t	Qбыт, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV, м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	НГЭС, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
19	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
20	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
21	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
22	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
23	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
0	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
1	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
2	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
3	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
4	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
5	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
6	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
7	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
8	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
9	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
10	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
11	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
12	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
13	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
14	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
15	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
16	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
17	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040
18	111	0,1	59,5	0,0	4	59,5	51	111,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	635,00	80,00	40,0	40,0	0,040

Продолжение приложения А

Таблица А.14 – Сработка и наполнение водохранилища в июнь

t	Qбыг, м³/с	Qф., м³/с	Qпол.б., м³/с	Qвдх., м³/с	Qс.п., м³/с	QГЭС м³/с	Qх.сбр., м³/с	QНБ, м³/с	Vнач., м³	ΔV , м³	Vкон., м³	Zнач.ВБ, м	Zкон.ВБ, м	Zср.ВБ, м	ZНБ, м	НГЭС, м	Нгэс, МВт	Нгар, МВт	Э, млн кВт час
19	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
20	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
21	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
22	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
23	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
0	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
1	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
2	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
3	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
4	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
5	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
6	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
7	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
8	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
9	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
10	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
11	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
12	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
13	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
14	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
15	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
16	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
17	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040
18	64	0,1	59,4	0,0	4	59,4	4,5	64,0	600000	0	600000	716,00	716,00	716,00	634,80	80,20	40,0	40	0,040

Продолжение приложения А

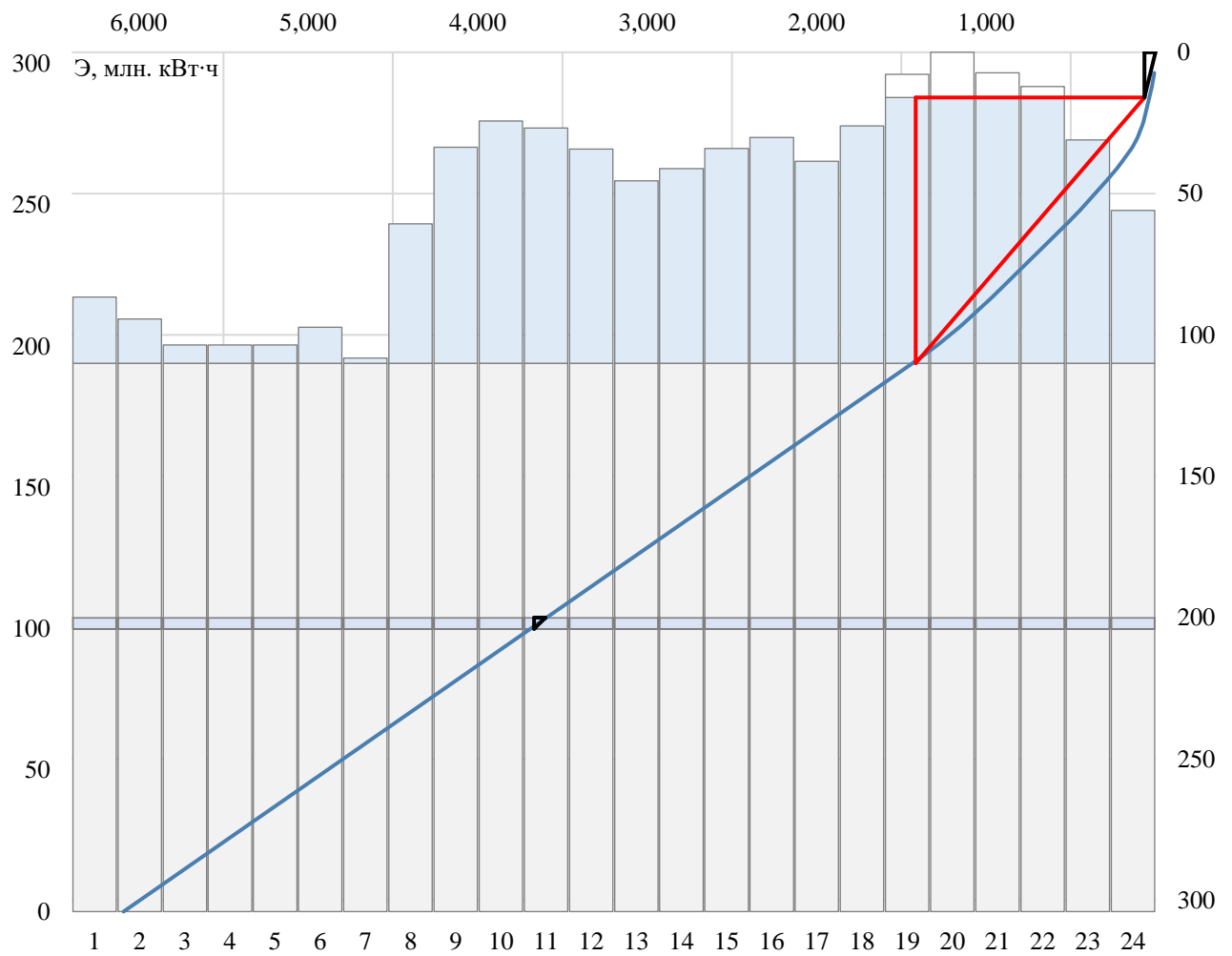


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (январь)

Продолжение приложения А

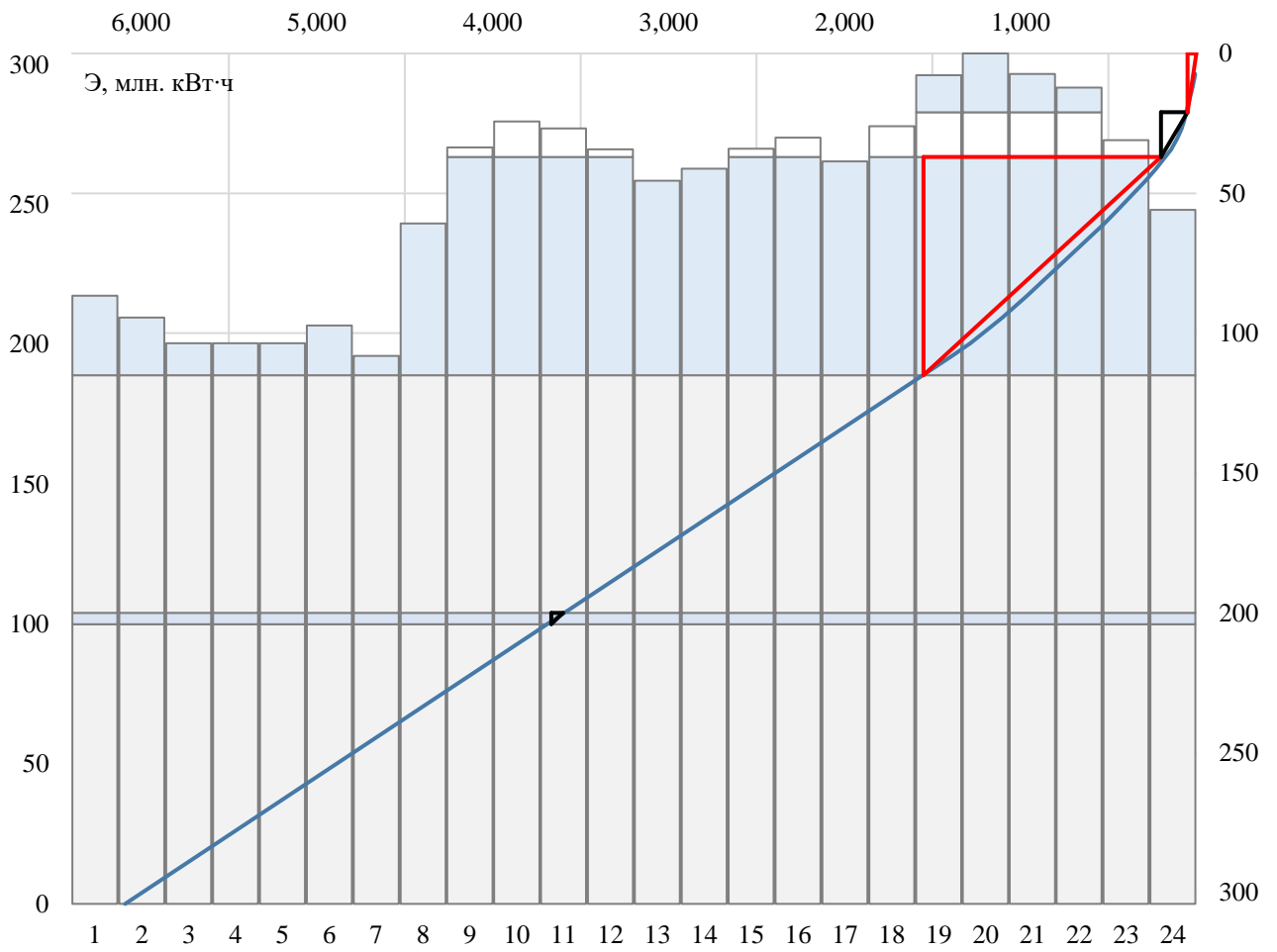


Рисунок А.2 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (декабрь)

Продолжение приложения А

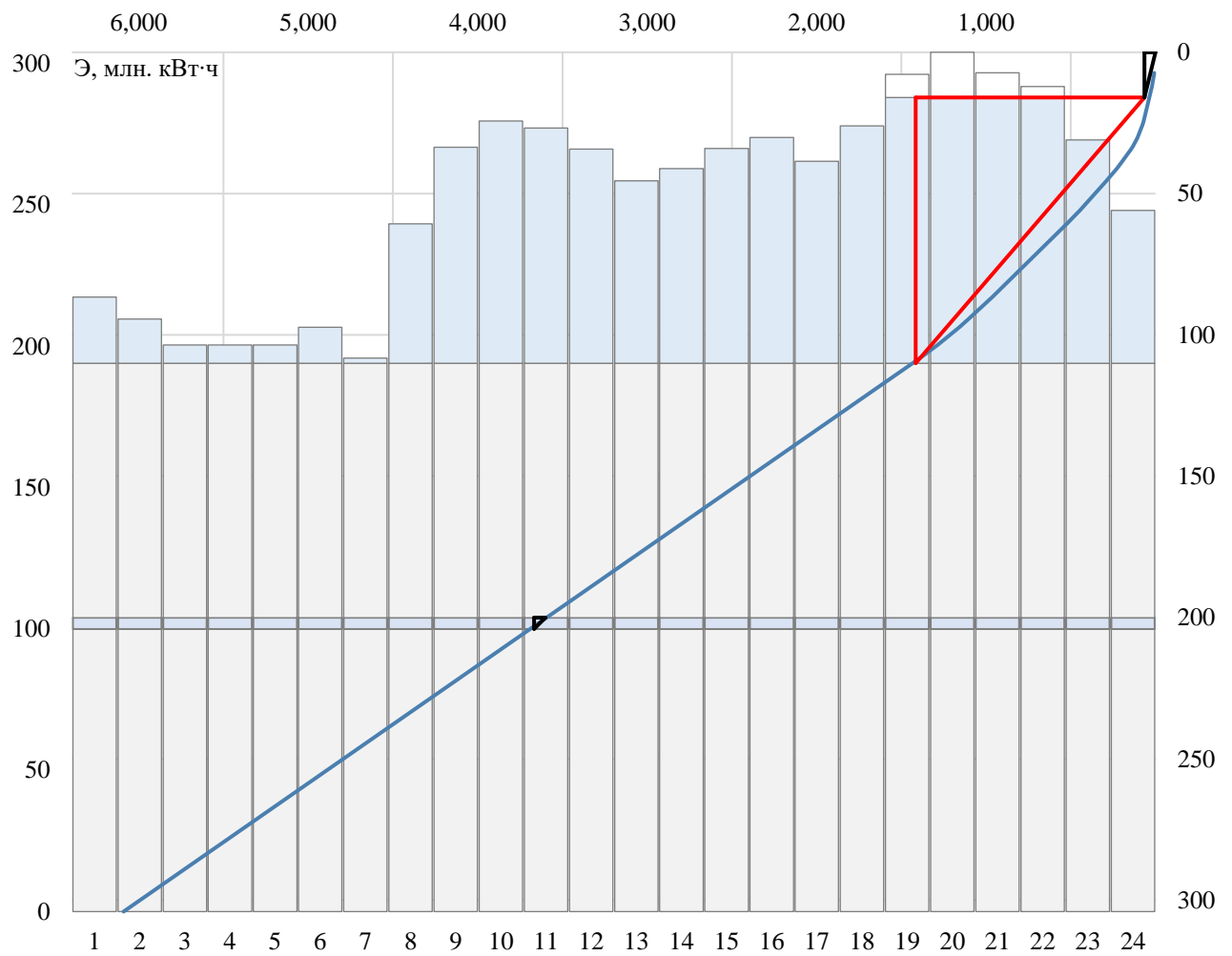


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (февраль)

Продолжение приложения А

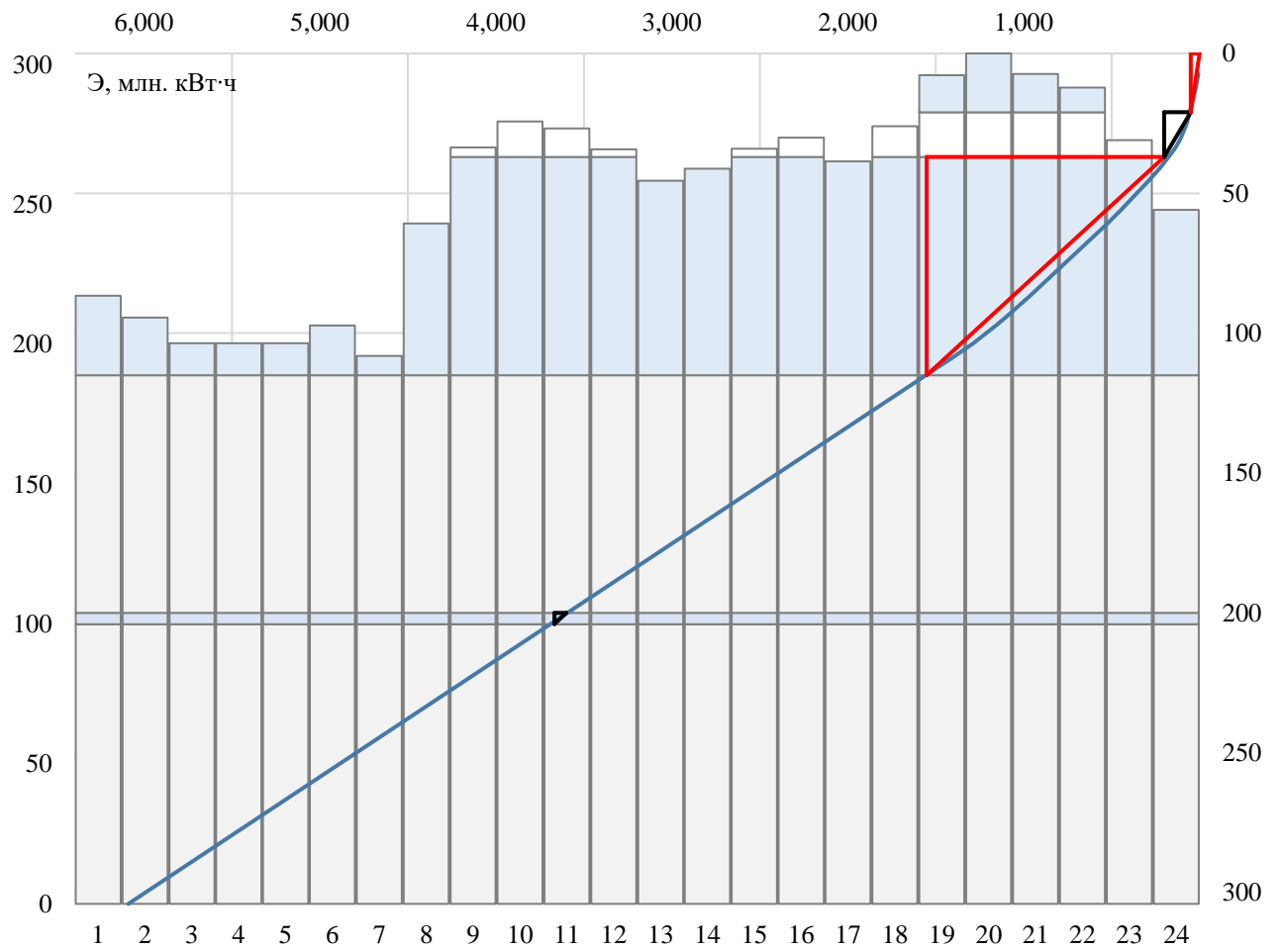


Рисунок А.2 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (ноябрь)

Продолжение приложения А

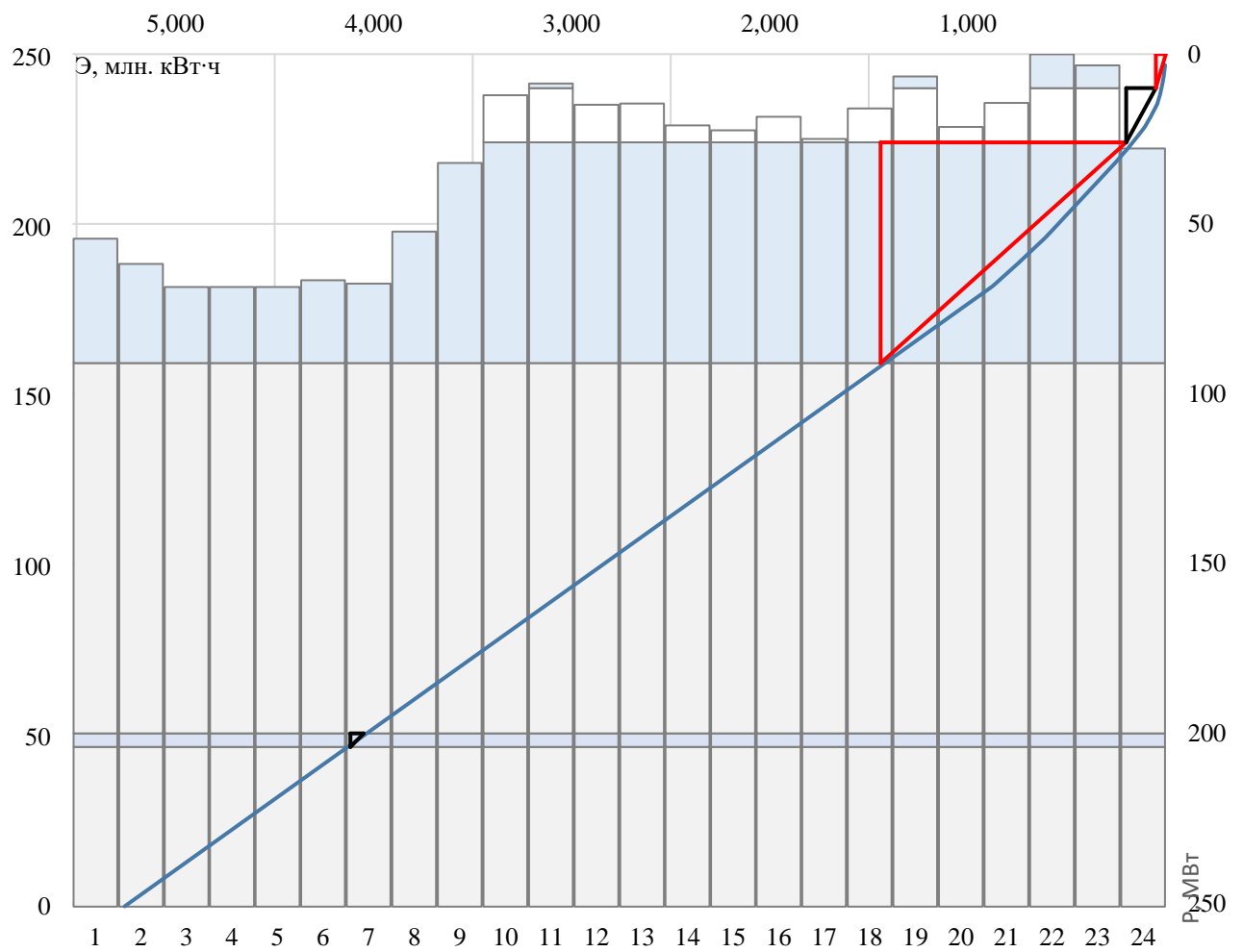


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (март)

Продолжение приложения А

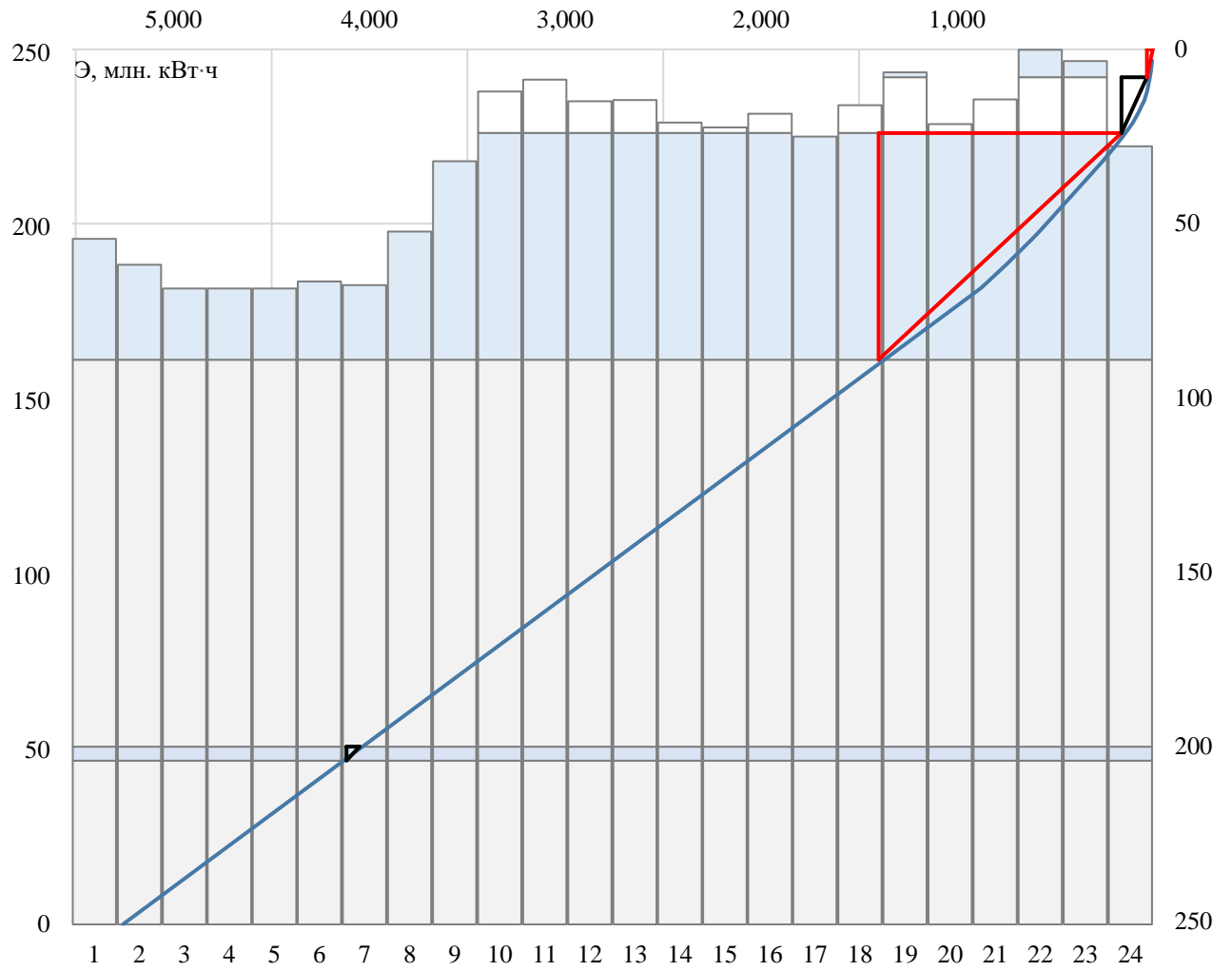


Рисунок А.2 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (октябрь)

Продолжение приложения А

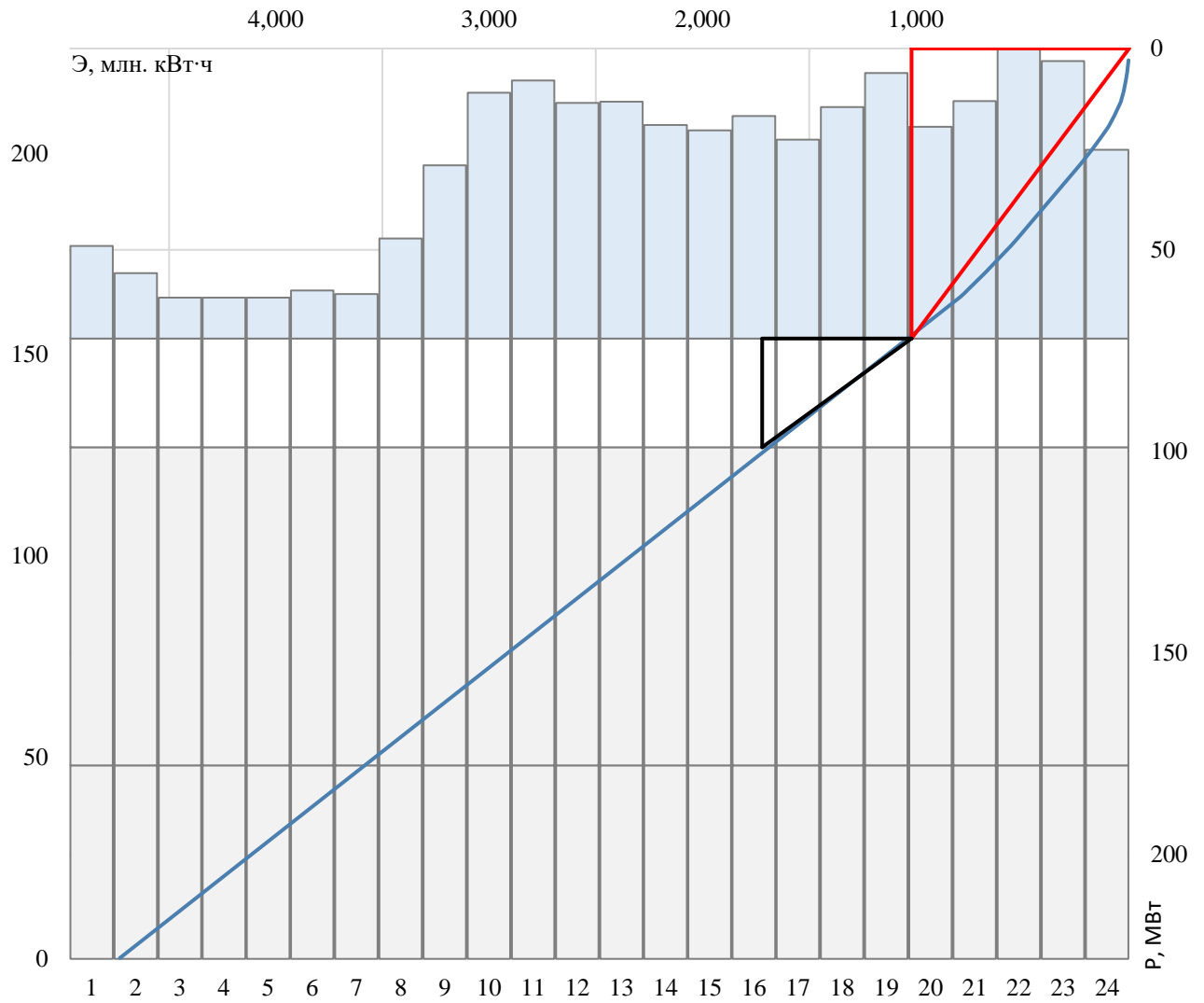


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (апрель)

Продолжение приложения А

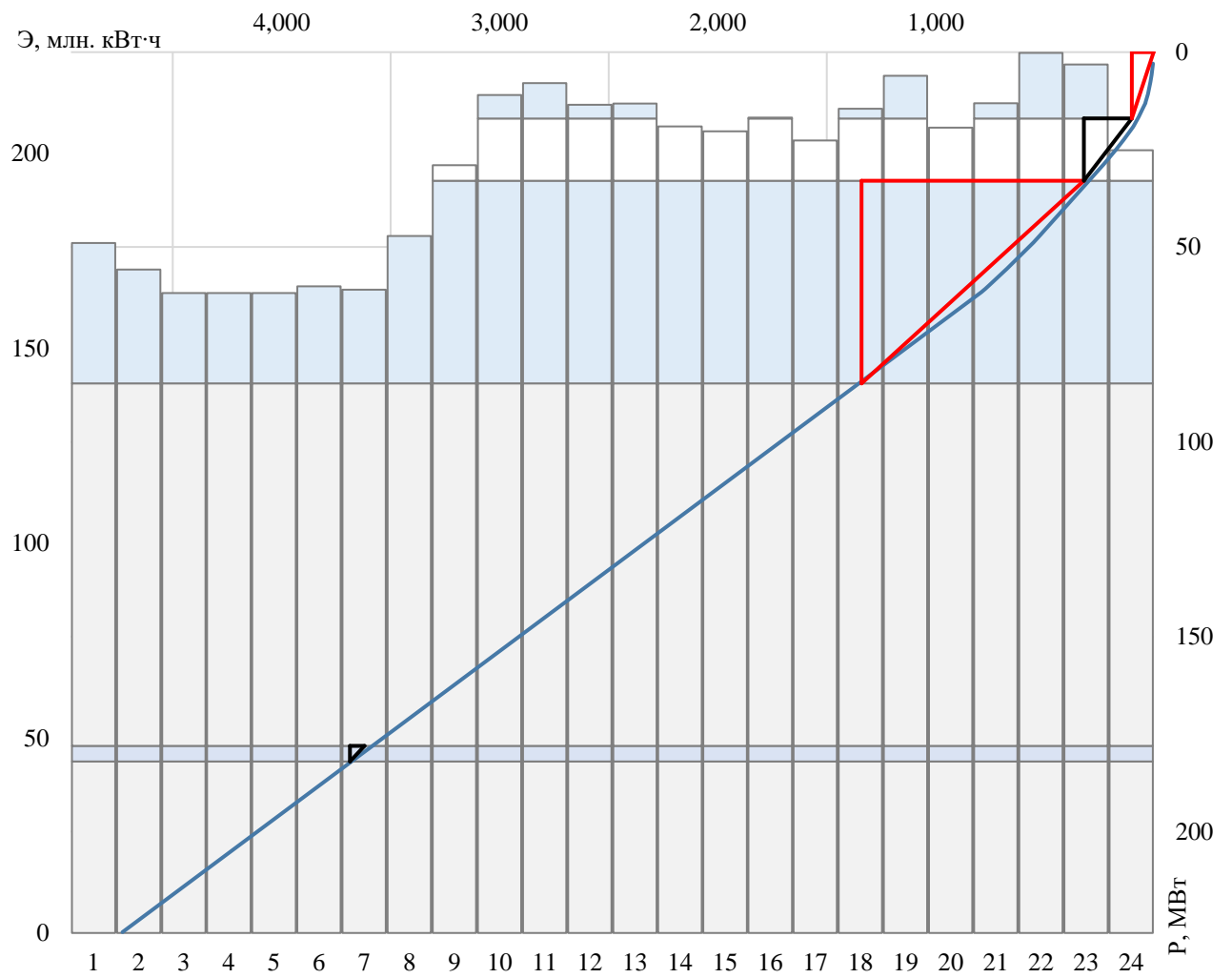


Рисунок А.2 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (сентябрь)

Продолжение приложения А

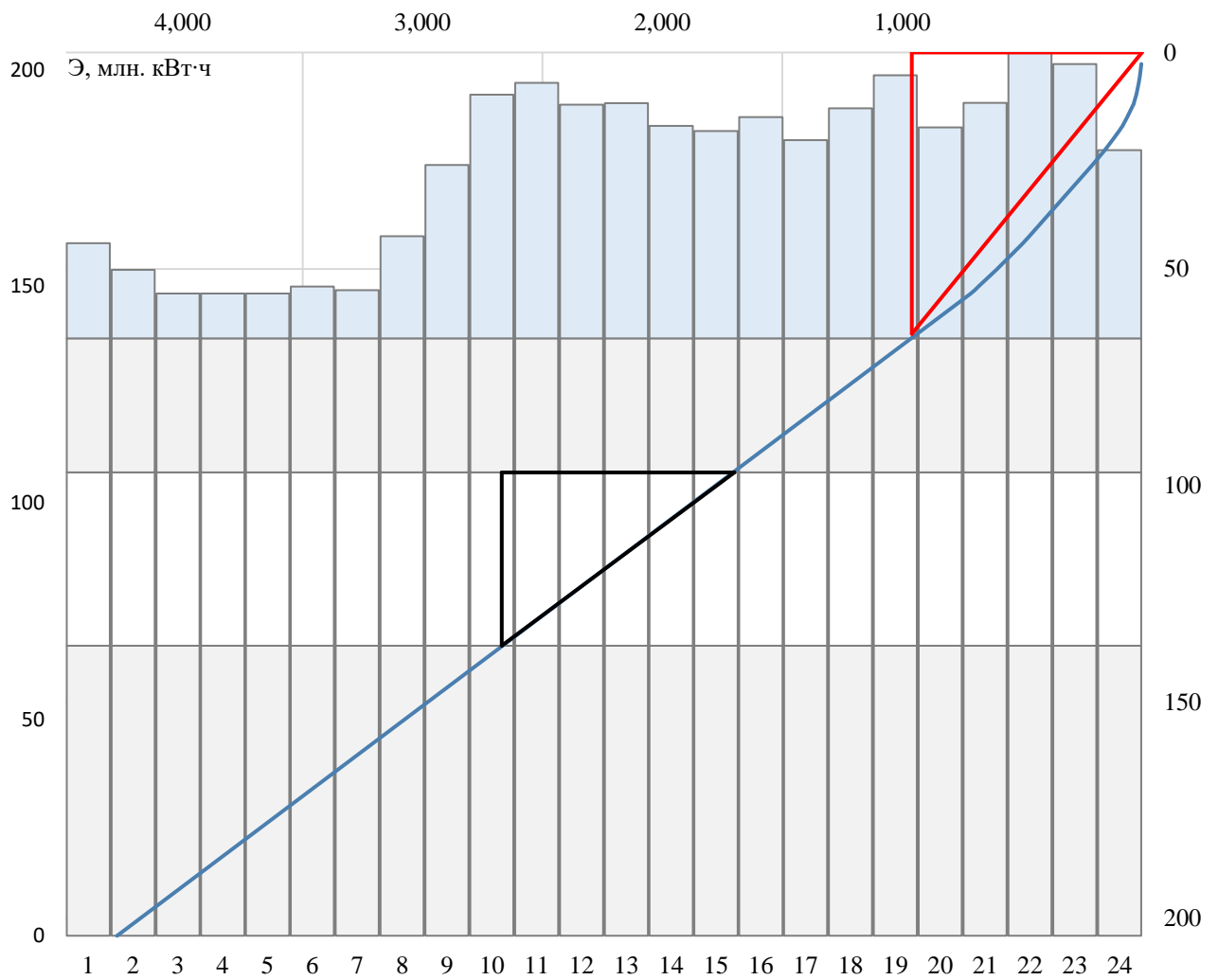


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (май)

Продолжение приложения А

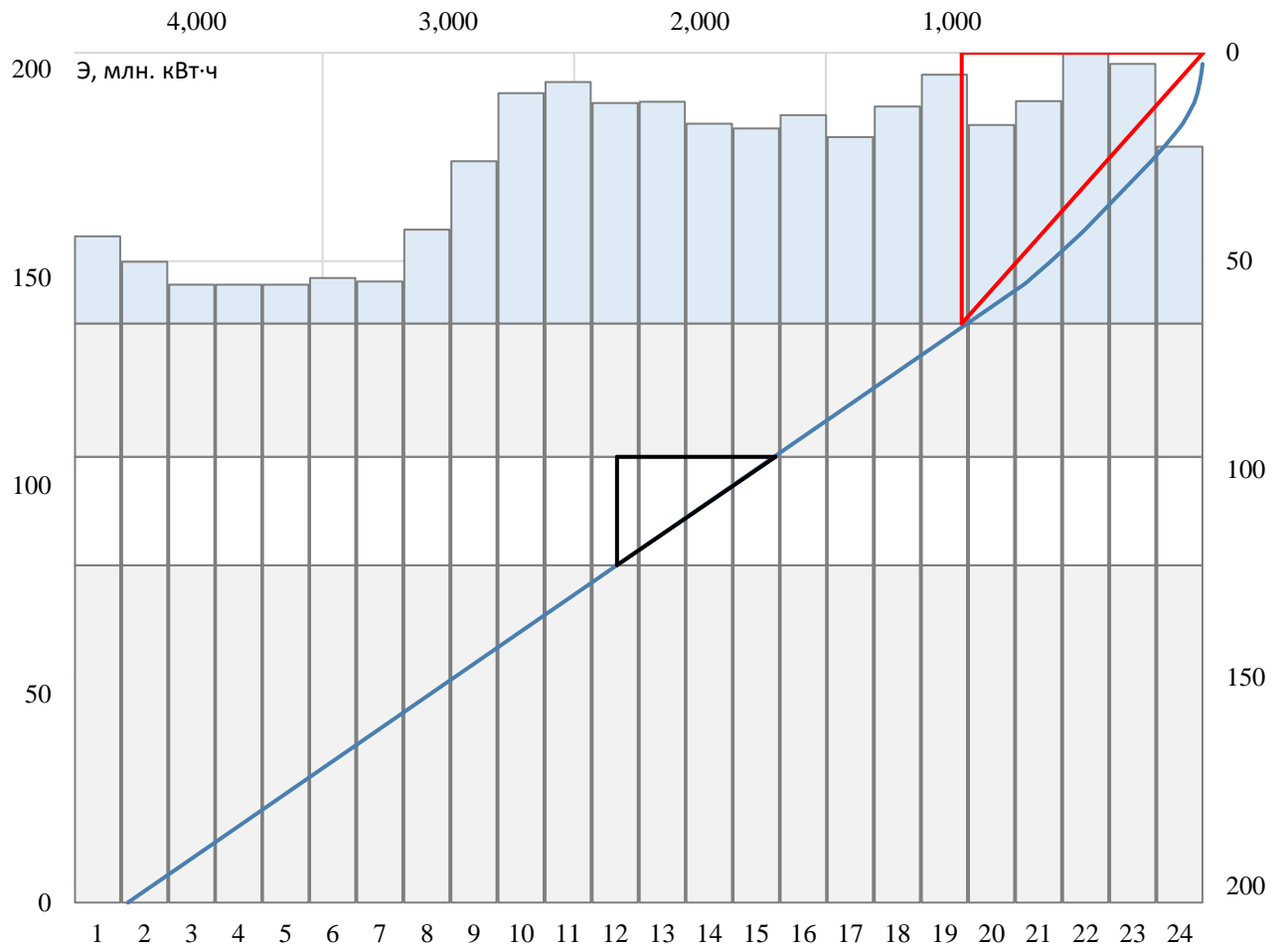


Рисунок А.2 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (август)

Продолжение приложения А

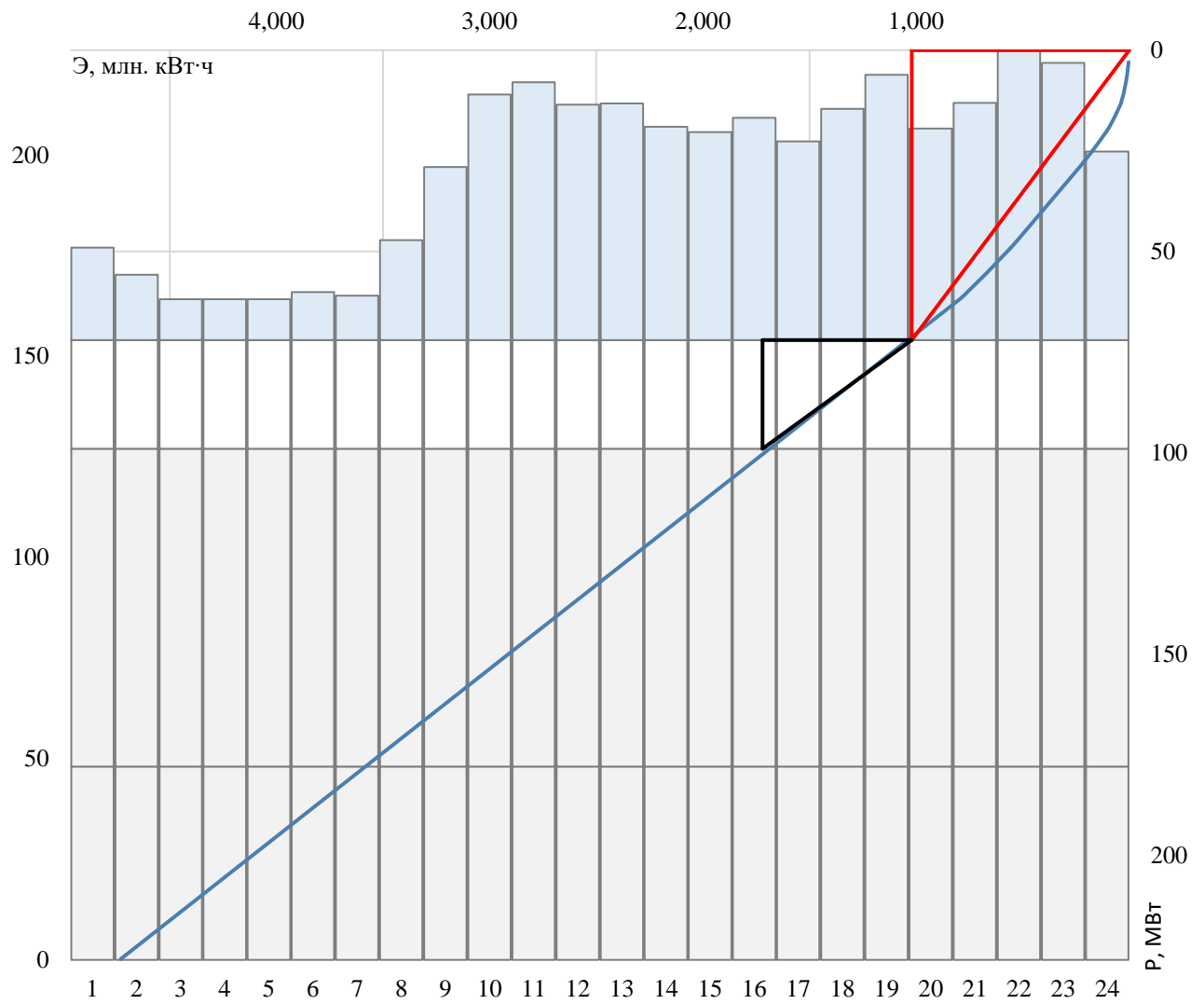


Рисунок А.1 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (июнь)

Продолжение приложения А

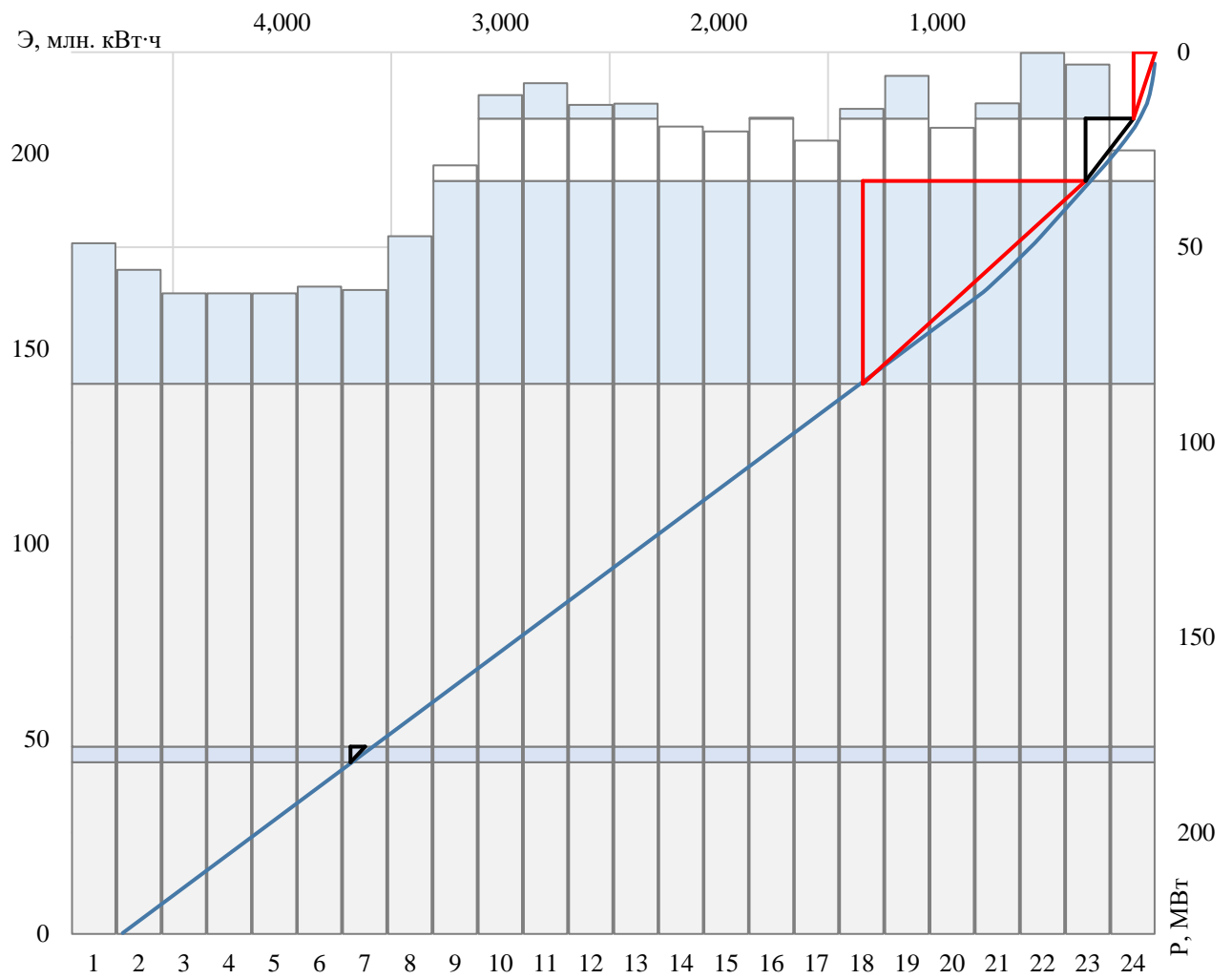


Рисунок А.2 – работы проектируемой ГЭС на суточном графике нагрузки и ИКН (июль)

Окончание приложения А

Таблица А.15 – Баланс мощности

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт				Существующие ТЭС, МВт			
	Рмах	Равар	Рнагр	Нраб	Ннагр	Нрем	Нраб	Ннагр	Нрем		Ндубл	Нраб	Ннагр	Нрем
1	302	30	12	96	10	0	20	2	0	0	186	0	0	30
2	290	29	12	90	10	0	19	2	0	0	181	0	0	29
3	268	27	11	75	9	0	20	2	0	0	173	0	0	27
4	242	24	10	72	8	0	20	2	0	7	143	0	0	24
5	220	22	9	65	6	0	40	3	0	20	95	0	0	22
6	208	21	8	62	5	0	40	3	0	20	86	0	16	21
7	208	21	8	62	5	0	40	3	0	20	86	0	15	21
8	220	22	9	65	7	0	20	2	0	6	129	0	0	22
9	242	24	10	69	8	16	20	2	3	0	153	0	0	24
10	268	27	11	75	9	0	20	2	0	0	173	0	0	27
11	290	29	12	94	10	0	20	2	0	0	176	0	0	29
12	302	30	12	97	10	0	20	2	0	0	185	0	0	30

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица Б.1 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины ПЛД90-В60°

D_1, м	1	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2
η_B	0,943	0,944	0,945	0,946	0,947	0,947	0,947
$N'a$, МВт	8409	13162	16524	21604	27365	30502	33809
$Z'a$, шт	5,0	3,2	2,5	1,9	1,5	1,4	1,2
Za, шт	5	4	3	2	2	2	2
Na, шт	8400	10500	14000	21000	21000	21000	21000
m	1,027	1,029	1,029	1,030	1,031	1,032	1,032
$n'c$, об/мин	767	614	548	479	426	404	383
p', шт	3,9	4,9	5,5	6,3	7,0	7,4	7,8
p, шт	3	4	6	7	7	8	8
nc, об/мин	1000	750	500	428,6	428,6	375	375
n_{min}, об/мин	108,9	102,1	76,2	74,7	84,0	77,6	81,7
$n_{рас}$, об/мин	110,8	103,9	77,6	76,0	85,5	79,0	83,1
n_{max}, об/мин	111,2	104,3	77,9	76,3	85,8	79,3	83,4

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Результаты расчётов оборудования для нескольких значений D_1 гидротурбины PO115-180

D_1, м	1	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2
η_B	0,943	0,945	0,946	0,947	0,947	0,948	0,948
$N'a$, МВт	7982	12495	15687	20510	25980	28959	32099
$Z'a$, шт	5,3	3,4	2,7	2,0	1,6	1,5	1,3
Za, шт	6	4	3	3	2	2	2
Na, шт	7000	10500	14000	14000	21000	21000	21000
m	1,041	1,043	1,044	1,045	1,046	1,046	1,046
$n'c$, об/мин	677	541	483	423	376	356	338
p', шт	4,4	5,5	6,2	7,1	8,0	8,4	8,9
p, шт	5	6	7	7	8	9	9
nc, об/мин	600	500	428,6	428,6	375	333,3	333,3
$n \min$, об/мин	65,3	68,1	65,3	74,7	73,5	69,0	72,6
$n \text{ рас}$, об/мин	66,5	69,3	66,5	76,0	74,8	70,2	73,9
$n \text{ max}$, об/мин	66,7	69,5	66,7	76,3	75,1	70,5	74,2

Окончание приложения Б

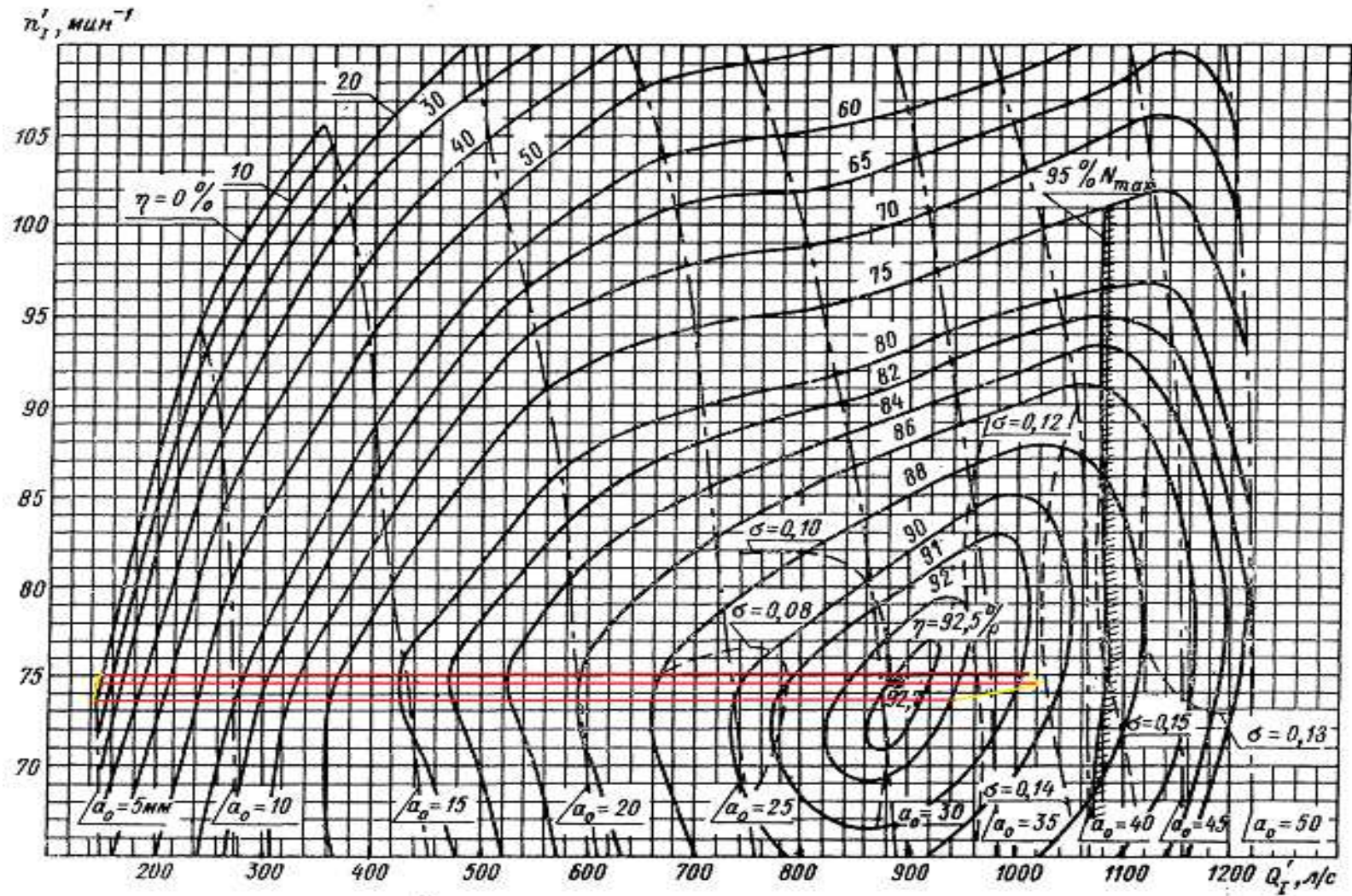


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛД115-180

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица уставок и матрицы отключений защит

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,51 \cdot I_H$	1,74 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,5	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$1,0 \cdot I_H$	3,4 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,41 А	
		I_{OTC}	$6 \cdot I_H$	20,4 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	10 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,24 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_H$	0,41 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,55 \cdot I_H$	1,87 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,64 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,74 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_H$	4,15 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_1	0,09	1,52 Ом
			Z_{CM1}	$0,15 \cdot Z_I$	0,229 Ом
		2 ступень	Z_2	0,43	7,28 Ом
			Z_{CM2}	$0,15 \cdot Z_2$	1,09 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	I_p СИГН.	$1,07 \cdot I_{p.НОМ}^{(2)}$	0,96 А
		ПО	I_p ПУСК.	$1,1 \cdot I_{Д.Д.РОТ.}^{(2)}$	1,1 А
		Отсечка	I_p ПУСК.	$2,13 \cdot I_{p.НОМ}^{(2)}$	1,92 А
Защита TE	$I \gg TE$	ТО	$I_{ТО}$	$17,56 \cdot I_{H.TE}^{(2)}$	22,12 А
	$I > TE$	МТЗ	$I_{МТЗ}$	$2,16 \cdot I_{H.TE}^{(2)}$	2,72 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Технико-экономическое обоснование

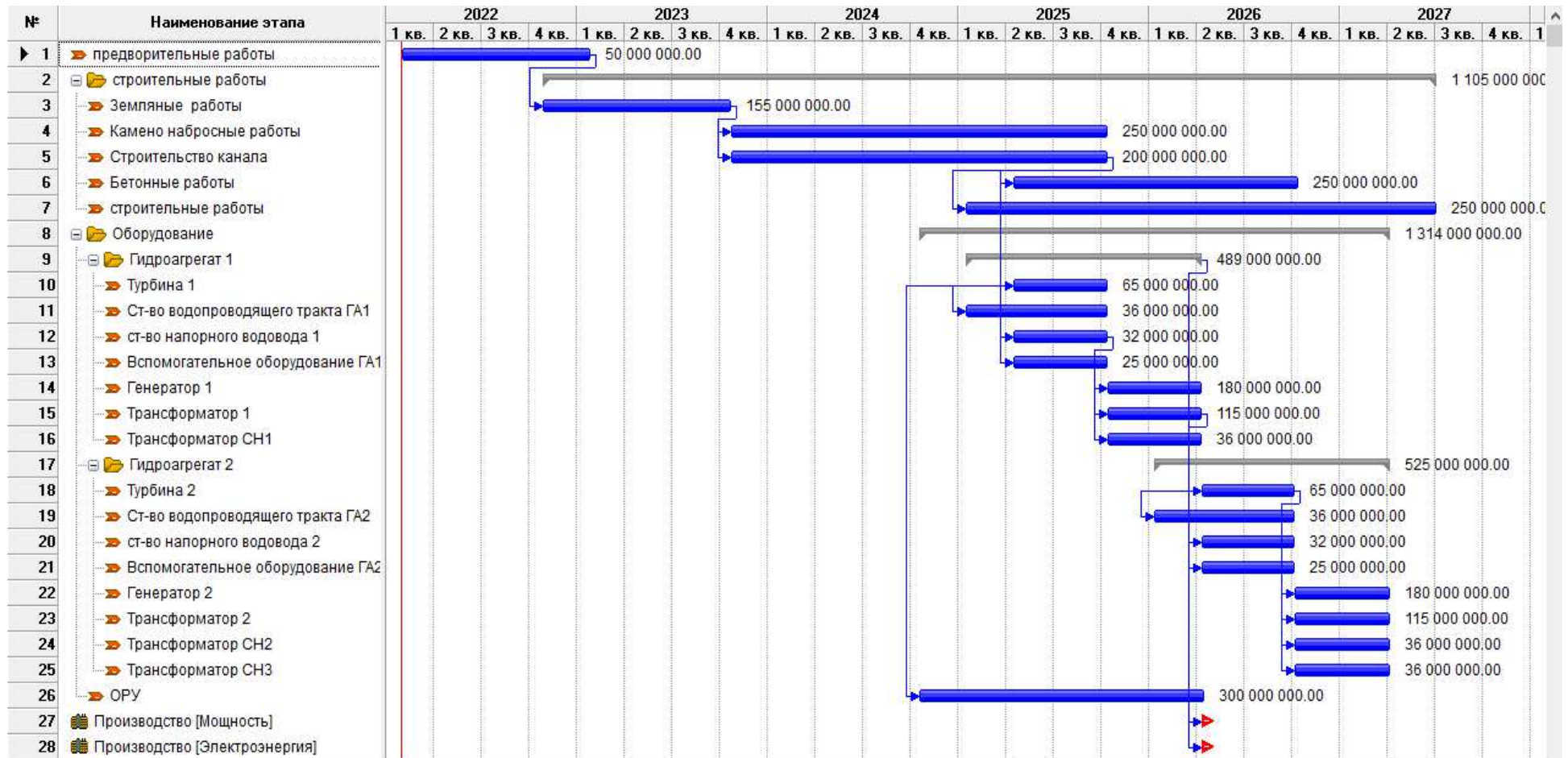
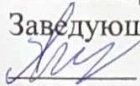


Рисунок Г.1 – Календарный план

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись А.А. Ачитаев
«16» июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехник

ПРОЕКТИРОВАНИЕ АХМЕТОВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БОЛЬШАЯ
ЛАБА. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРА.
УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ.


Руководитель


подпись, дата

Канд. техн. наук,
доцент кафедры ГГЭЭС
Саяно-Шушенский филиал СФУ

И.И. Литвинов

Выпускник


подпись, дата 16.06.2022

М.Ж. Чофанов

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ахметовской ГЭС на реке Большая Лаба. Дифференциальные защиты гидрогенератора. Устройство и принцип работы».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчёты

 21.04.22 А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

 21.04.22 А.В. Масленников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

 21.04.22 А.А. Христов
подпись, дата инициалы, фамилия

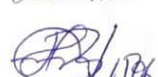
Релейная защита и автоматика

 21.04.22 М.С. Вармахин
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

 11.06.22 О.В. Захарова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

 15.06.22 Н.В. Терещин
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

 21.04.22 В.А. Кадриел
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

 20.04.22 В.В. Лапасова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 16.06.22 В.П. Сивелшиков
подпись, дата инициалы, фамилия