

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

Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических систем и
электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« » 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИЛЫЧЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИЛЫЧ.
СОВРЕМЕННЫЕ НКУ-0,4кВ. СОСТАВ, НАЗНАЧЕНИЕ. ПРИНЦИП
ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТ
тема

Руководитель _____
подпись, дата
Канд. техн. наук, доцент
кафедры ГГЭСиЭС Саяно-
Шушенского филиал СФУ
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

Р.Ю. Беляев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Д.С. Коваленко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ильчевской ГЭС на реке Ильч. Современные НКУ–0,4кВ. Состав, назначение. Принцип действия защит»

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 и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность

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 ПАСПОРТ ИЛЫЧЕВСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая часть	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Сейсмологические условия	13
1.1.4 Инженерно–геологические условия	13
1.2 Энерго–экономическая характеристика района	13
1.3 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Водно–энергетические расчёты	14
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока	14
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	17
2.3 Построение интегральных кривых нагрузок энергосистемы	19
2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями	21
2.5 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК	21
2.6 Водно–энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году	24
2.7 Определение рабочих мощностей	28
2.8 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования. Определение установленной мощности ГЭС. Баланс мощностей	29
2.9 Водно–энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году	31
2.10 Построение режимного поля	33
3 Основное и вспомогательное оборудование	35
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам	35
3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины	35
3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	35
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	38
3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора	40
3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры	41
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины	44
3.5.1 Расчёт вала на прочность	44
3.5.2 Расчёт подшипника	45
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки	46
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	46
4 Электрическая часть	47
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС	47
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	48
4.2.1 Выбор синхронных генераторов	48

4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	48
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком	50
4.2.4	Выбор трансформатор собственных нужд	52
4.3	Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ	52
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР	54
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	55
4.6	Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов	56
4.6.1	Расчёт исходных данных	56
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	58
4.7	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	59
4.8	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	60
4.8.1	Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 10,5 кВ	60
4.8.2	Выбор разъединителей на генераторное напряжение 10,5 кВ	62
4.8.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения	62
4.8.4	Выбор синхронизаторов и анализаторов сети	66
4.9	Выбор параметров КРУЭ	67
5	Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора	68
5.1	Технические данные защищаемого оборудования	68
5.2	Перечень защит блока генератор–трансформатор	69
5.3	Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора	70
5.4	Описание защит и расчет их уставок	72
5.4.1	Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора	72
5.4.2	Продольная дифференциальная защита	75
5.4.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	79
5.4.4	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	81
5.4.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	82
5.4.6	Защита от симметричных перегрузок (I_1)	88
5.4.7	Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$)	91
5.4.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	94
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор–трансформатор	97
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	98
6	Компоновка и сооружения гидроузла	100
6.1	Назначение класса ГТС	100
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	100
6.2.1	Определение отметки гребня бетонной плотины	100
6.2.2	Гидравлические расчеты	101

6.2.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	101
6.2.2.2	Определение напора на водосливе и отметки гребня водослива	103
6.2.2.3.	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	104
6.2.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	105
6.2.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	106
6.2.2.6	Расчет водобойной плиты и водобойного колодца.....	107
6.2.3	Расчет глубинных водовыпусков	109
6.3	Конструирование плотины.....	110
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	110
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	112
6.3.3	Быки.....	112
6.3.4	Устои	113
6.3.5	Галереи в теле плотины.....	113
6.3.6	Основные элементы плотины	113
6.3.7	Понур.....	113
6.3.8	Дренажные устройства в основании	114
6.3.9	Шпунтовые стенки и завесы	114
6.4	Конструирование элементы нижнего бьефа	114
6.4.1	Рисберма.....	114
6.4.2	Ковш	114
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	115
6.5.1	Вес сооружения	115
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	116
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	116
6.5.4	Волновое воздействие	116
6.5.5	Сила фильтрационного давления	117
6.5.6	Давление грунта	118
6.5.7	Давление пригрузков	119
6.6	Оценка прочности плотины	120
6.7	Критерии прочности плотины и её основания.....	122
6.8	Обоснование устойчивости плотины.....	123
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	124
7.1	Охрана труда.....	124
7.1.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	124
7.1.2	Охрана труда Илычевской ГЭС. Общие положения.....	125
7.1.3	Требования к персоналу	127
7.1.4	Содержание территории.....	128
7.2	Пожарная безопасность.....	129
7.2.1	Противопожарная безопасность. Общие требования	129
7.2.2	Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования.....	130
7.3	Мероприятия по охране окружающей среды.....	131
7.3.1	Общие сведения о районе строительства	131

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	132
7.3.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	136
7.3.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации.....	137
8 Технико–экономическое обоснование.....	138
8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	138
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	138
8.3 Налоговые расходы.....	141
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	142
8.5 Анализ денежных потоков	143
8.6 Оценка инвестиционного проекта.....	144
8.6.1 Методология, исходные данные.....	144
8.6.2 Коммерческая эффективность	144
8.6.3 Бюджетная эффективность	145
8.7 Анализ чувствительности.....	146
9 Современные НКУ–0,4кВ. Состав, назначение. Принцип действия защит...	148
9.1 Современные НКУ и область его применения.....	150
9.2 Конструктивные особенности	150
9.3 Системы АВР и ВНР в шкафах НКУ	153
9.4 Состав защит в НКУ	155
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	159
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно–энергетические расчёты.....	165
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Основное и вспомогательное оборудование.....	171

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ИЛЫЧЕВСКОЙ ГЭС

1. Наименование рекиИлыч;
2. Наименование ГЭС.....Илычевская ГЭС;
3. Местонахождение ГЭС.....Республика Коми;
4. Тип проектируемой установки.....Гидроэлектростанция;
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний.....196,7 м³/с;
 - б) максимальный с обеспеченностью 1%.....901,42 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1%.....750 м³/с;
 - г) минимальный.....100 м³/с;
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока.....годовой;
 - б) отметка НПУ.....179,00 м;
 - в) отметка ФПУ.....181,00 м;
 - г) отметка УМО.....170,35м;
 - д) объем водохранилища полный.....5,63 км³;
 - е) объем водохранилища полезный.....2,63 км³;
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....47,79 м;
 - б) расчетный.....39,6 м;
 - в) минимальный.....35,1 м;
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная169МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....0,478 млрд.кВтч;
9. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная бетонная плотина
 - б) левобережная бетонная плотина
 - в) станционная часть
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1. Поверхностный водослив:
 - а) число и ширина пролетов.....11,5х2 м;
 - 10.2. Глубинный водослив:
 - а) число и форма сечения.....2 и круглое;
 - б) размеры сечения.....2,5 м;
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания.....приплотинное;
 - б) число агрегатов.....3;
 - в) грунты в основании.....гравий;
 - г) тип спиральной камеры.....бетонная;
 - д) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
12. Основное оборудование:
 - а) тип турбин.....ПЛ50В–В–450;
 - б) тип генератора.....СВ–648/85–36;

- в) номинальная активная мощность генератора.....57 МВт;
- г) частота вращения.....166,7 об/мин;
- д) тип трансформаторов.....ТДЦ–80000/220;

13. Техничко–экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....13 лет;
- б) себестоимость электроэнергии.....0,25 руб/кВт·ч;
- в) удельные капиталовложения.....76476,33 руб/кВт;

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии является неотъемлемым условием существования человечества. В настоящее время количество потребителей электрической энергии стремительно расчѐт за счѐт развития технологий, в связи с этим, необходимо наращивать генерирующие мощности.

Гидроэлектростанции занимают значительное место в современных энергосистемах, выполняют основную функцию регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывают пиковые части графиков нагрузки.

Электроэнергия проектируемой ГЭС в республике Коми пойдет на строительство различной инфраструктуры, запланированных в регионе, которые нужно будет снабжать электроэнергией.

Все это способствует созданию на территории республики современной мощной гидроэлектростанции, которая решит практически все проблемы электроэнергетики этого региона. Несмотря на создание водохранилищ, которые сопровождаются затоплением территорий, гидроэлектростанции являются одним из самых экологически чистых источников энергии.

Гидротехнические сооружения Ильчевской ГЭС должны обеспечивать безопасную эксплуатацию электростанции во всех расчетных режимах, определяемых с учетом класса ГТС ГЭС.

В данной работе рассмотрен проект Ильчевской ГЭС на реке Илыч. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства ГЭС.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат бассейна умеренный континентальный. Холодная зима продолжается 5–7 месяцев. Средняя температура воздуха в январе -19°C . Лето облачное и влажное. Средняя температура воздуха в июле $+16^{\circ}\text{C}$ (максимальная $+35^{\circ}\text{C}$). Годовая сумма осадков изменяется от 1100 мм в горах до 600 мм на равнине.

1.1.2 Гидрологические данные

Питание Илыч смешанное, с большой долей ледникового питания. Таяние ледников и высокогорных снегов обуславливает половодье. Средний расход в реке составляет $196,7 \text{ м}^3/\text{с}$. Половодье продолжается с начала мая до конца июля. В таблице 1.1 представлен гидрологический ряд реки с 1970 по 1996 годы.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Илыч

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1970	36	34	33	43	539	633	134	77	64	153	103	55	159
1971	38	35	31	36	398	1030	192	95	244	184	83	58	202
1972	39	32	28	38	496	980	143	103	128	176	52	45	188
1973	40	37	32	193	1090	306	83	88	136	166	64	59	191
1974	45	36	34	37	655	971	173	178	145	112	63	48	208
1975	39	34	33	183	904	406	217	128	271	180	65	58	210
1976	45	42	35	46	910	671	229	60	222	67	48	43	201
1977	17	11	38	43	860	545	239	59	119	152	70	39	182
1978	41	37	33	54	348	1050	285	202	267	170	93	70	221
1979	68	60	55	58	1100	577	243	317	237	217	103	79	260
1980	48	40	37	100	680	237	150	104	125	105	77	58	147
1981	48	40	37	33	362	1090	134	88	79	145	109	62	185
1982	41	35	31	53	857	331	154	70	76	67	63	52	153
1983	46	39	34	118	742	840	107	164	179	301	104	77	229
1984	59	50	42	40	861	462	127	95	284	80	50	46	183
1985	58	55	55	54	465	930	366	312	217	143	94	78	236
1986	46	44	43	62	754	510	261	141	276	233	126	65	213
1987	43	39	37	36	952	306	285	222	124	137	61	50	191
1988	20	16	14	39	558	462	57	36	75	145	58	32	126
1989	39	35	35	39	1010	356	77	54	83	146	72	56	167
1990	44	30	33	97	712	1120	121	78	115	131	66	57	217

Окончание таблицы 1.1

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.год}
1991	42	40	38	129	880	541	111	88	186	252	97	58	205
1992	44	38	31	32	597	520	266	152	223	171	97	60	186
1993	54	50	40	47	758	948	118	121	153	224	79	57	221
1994	44	40	36	65	670	795	305	226	190	220	90	66	229
1995	57	47	46	150	669	494	214	166	156	230	125	85	203
1996	54	48	41	39	596	635	194	195	177	186	128	77	198
Q_{ср}	44	39	36	69	719	657	185	134	169	166	83	59	196,7

Координаты кривых зависимостей отметок уровней верхнего бьефа от объема стока и отметок уровней нижнего бьефа от расхода воды в створе гидроузла для периода открытого русла в летнее и зимнее время представлены в таблице 1.2. Графически кривые связи представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефов

Кривая связи объема и отметки уровня верхнего бьефа		Кривая связи расходов и отметок уровней нижнего бьефа		
		Отметка	Лето	Зима
$Z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$Z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$Q, м^3/с$
129,00	0,0	129,00	0	0
148,64	0,5	130,91	100	85
156,95	1,0	132,05	200	170
161,08	1,5	132,83	300	255
164,24	2,0	133,47	400	340
167,37	2,5	134,05	500	425
170,35	3,0	134,60	600	510
172,77	3,5	135,10	700	595
174,51	4,0	135,53	800	680
175,81	4,5	135,88	900	765
177,15	5,0	136,16	1000	850
178,67	5,5	136,39	1100	935
179,32	6,0	136,60	1200	1020
–	–	136,82	1300	1105
–	–	137,02	1400	1190
–	–	137,09	1500	1275

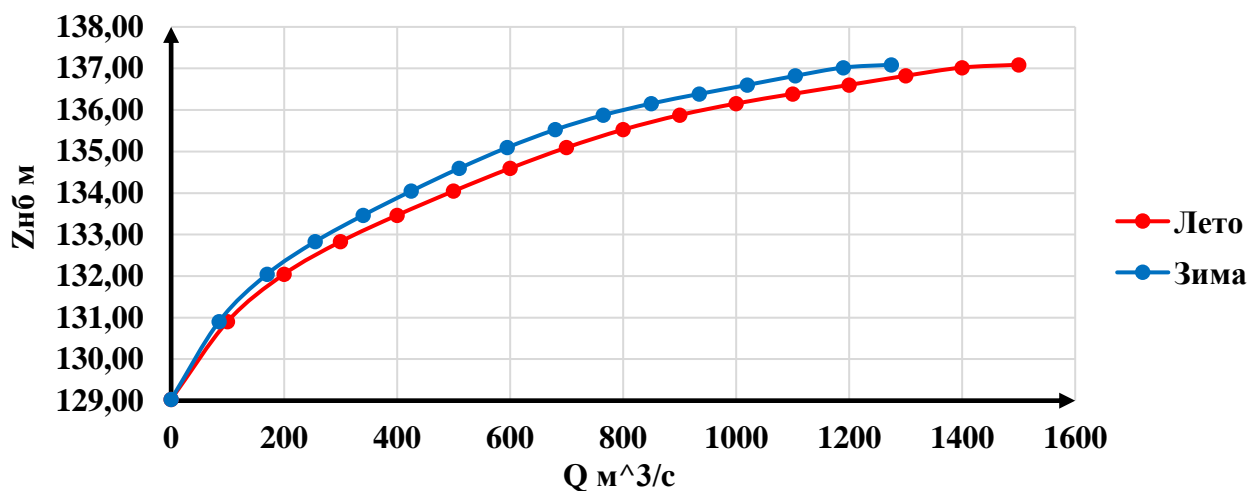


Рисунок 1.1 – Кривые зависимости расхода воды от уровня воды в створе гидроузла для периода открытого русла

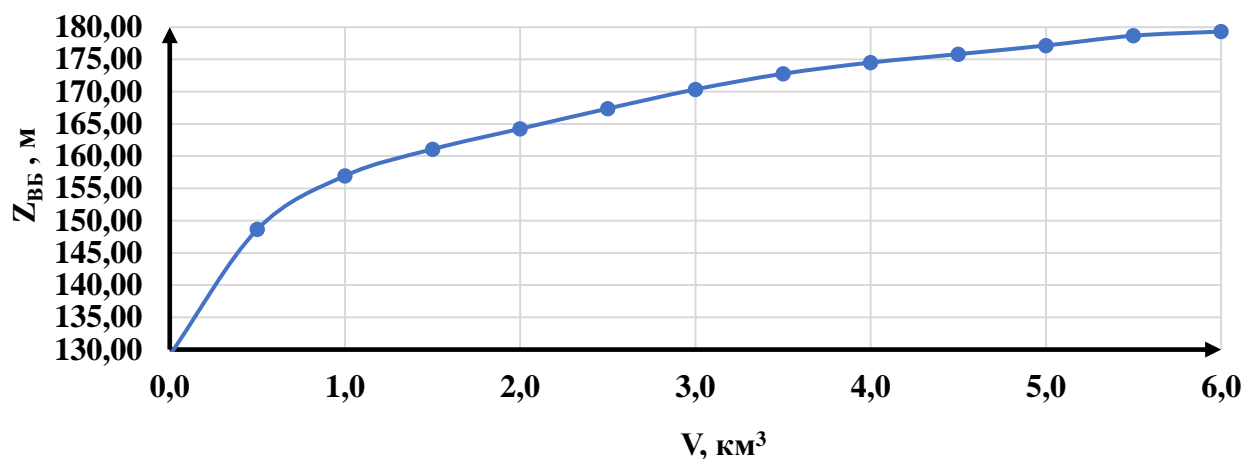


Рисунок 1.2 – Кривая связи отметки объема стока от отметки верхнего бьефа

Требования для нижнего бьефа ГЭС задаются в виде попусков: водохозяйственный комплекс (круглогодично), а также потери воды из водохранилища на дополнительное льдообразование, испарение, фильтрацию и рыбопропускные сооружения приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Потери водохранилища, требования водохозяйственного комплекса, санитарный попуск

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
$Q_{исп.}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	8	4	2	1	1	1	1	0
$Q_{л\ddot{e}д.}, \text{ м}^3/\text{с}$	2	1	1	-2	-4	0	0	0	0	0	1	2
$Q_{фил\ddot{y}т.}, \text{ м}^3/\text{с}$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Q_{рыб.}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма потерь, $\text{ м}^3/\text{с}$	4	3	3	1	6	6	4	3	3	3	3	4

1.1.3 Сейсмологические условия

Сейсмичность данного района не превышает 6 баллов по шкале MSK–64, в соответствии с картами общего сейсмического районирования территории Российской Федерации.

1.1.4 Инженерно–геологические условия

На территории створа рельеф имеет горным характер с присущим ему большим разнообразием природных условий. Тип грунта основания створа Илычевской ГЭС: гравий.

Удельный вес грунта: $15,7 \text{ кН/м}^3$.

Сцепление: $c = 12 \text{ кПа}$.

Угол внутреннего трения: $\varphi = 35^\circ$.

Пористость: $n = 0,6$.

1.2 Энерго–экономическая характеристика района

Район строительства Илычевского гидроузла (ГУ) принадлежит к ОЭС Северо–Запада (Республика Коми), Коми РДУ.

Годовой максимум нагрузки энергосистемы: $P_c^{max} = 965 \text{ МВт}$.

Графики нагрузки для зимних и летних суток представлены на рисунке 1.3.

Установленная мощность и среднегодовая выработка существующих ГЭС представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Данные по существующим гидроэлектростанциям в районе строительства Катунского гидроузла

Название ГЭС	$N_{уст}$, МВт	$\mathcal{E}_{ср.год}$, млн кВт·ч
Широковская ГЭС–7	23	917

Аварийный резерв составляет 10% от рабочей мощности, нагрузочный – 3%.

Коэффициент мощности: $K_M = 8,8$.

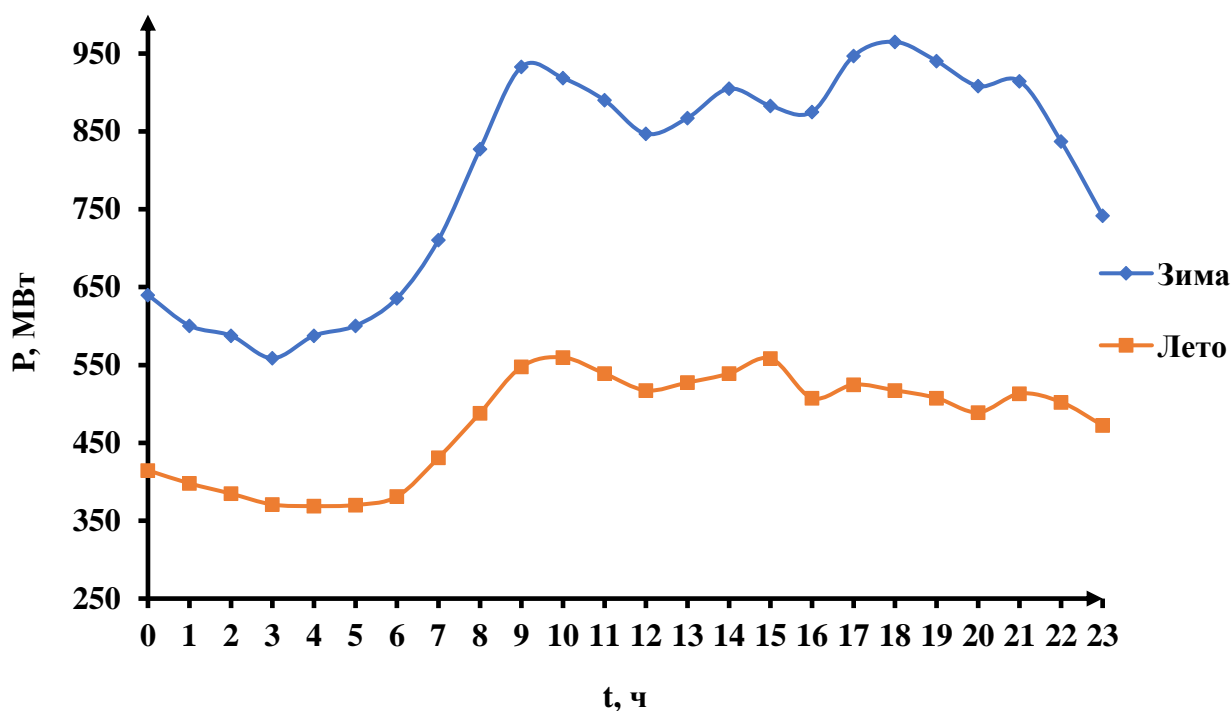


Рисунок 1.3 – Суточные графики нагрузки для зимних и летних суток

1.3 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналогов рассмотрены следующие станции:

Богучанская ГЭС;

Усть–Илимская ГЭС.

2 Водно–энергетические расчёты

2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

В исходном гидрологическом ряде (табл. 1.1) после того как определили границы сезонов для всех лет ряда, вычисляются средние расходы за год, в периоды межени и половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания, а также рассчитываем обеспеченность для данных сезонов по формуле: Итоговые значение расходов после расчета и ранжирования представлены в таблице 2.1.

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

где m – порядковый номер года; n – количество лет в гидрологическом ряду.

Итоговые значение расходов после расчета и ранжирования представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Среднегодовой расход, расход межени и половодья

m	P, %	Годы	Q _{ср. год.} , м ³ /с	Годы	Q _{меж.} , м ³ /с	Годы	Q _{пол.} , м ³ /с
1	4	1979	260	1979	131	1990	916
2	7	1985	236	1985	119	1979	904
3	11	1983	229	1995	118	1993	853
4	14	1994	229	1983	112	1994	833
5	18	1978	221	1996	109	1985	818
6	21	1993	221	1986	109	1983	816
7	25	1990	217	1994	108	1974	813
8	29	1986	213	1975	106	1976	806
9	32	1975	210	1978	105	1978	799
10	36	1974	208	1992	99	1971	764
11	39	1991	205	1993	94	1991	761
12	43	1995	203	1991	94	1972	738
13	46	1971	202	1973	90	1977	738
14	50	1976	202	1971	89	1986	737
15	54	1996	198	1987	88	1975	730
16	57	1973	191	1984	87	1981	726
17	61	1987	191	1974	87	1987	704
18	64	1972	188	1980	83	1973	698
19	68	1992	186	1976	81	1989	683
20	71	1981	185	1972	78	1984	662
21	75	1984	183	1981	77	1996	641
22	79	1977	182	1990	77	1995	632
23	82	1989	167	1970	73	1992	619
24	86	1970	159	1977	71	1982	599
25	89	1982	153	1989	64	1970	586
26	93	1980	147	1982	63	1988	510
27	96	1988	126	1988	49	1980	464

После построения графика, определяется маловодный и средневодный год по кривой обеспеченности. Маловодный год определяется по расходу, который соответствует 90% обеспеченности, а средневодный по 50 % обеспеченности.

Если на трех кривых при заданной обеспеченности оказываются разные года, то в этом случае необходимо найти коэффициенты приведения и привести расчетный год к заданной обеспеченности.

Коэффициенты для расчетного маловодного года (P=90%):

Так как на графике отсутствует конкретный год для P=90%, берутся ближайшие снизу и сверху расходы: 1982 и 1980. После чего интерполируются значение расходов данных годов для P=90%.

1982 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1982 \text{ по половодью}}} = \frac{565}{599} = 0,94, \quad (2.2)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1982 \text{ по межени}}} = \frac{68}{63} = 1,08. \quad (2.3)$$

1980 год:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1982 \text{ по половодью}}} = \frac{565}{464} = 1,22, \quad (2.4)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1982 \text{ по межени}}} = \frac{65}{83} = 0,82. \quad (2.5)$$

Коэффициенты приведения ближе к 1 для 1982 года, поэтому выбираем их и делаем приведение и корректировку расходов данного года по межени и половодью.

Коэффициенты для расчетного средневодного года (P=50%):

Для 1982 года (90%):

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1976 \text{ по половодью}}} = \frac{737}{806} = 0,91, \quad (2.6)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{базовое}}}{Q_{1976 \text{ по межени}}} = \frac{89}{81} = 1,1. \quad (2.7)$$

Далее необходимо проверить, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года. Расходы среднеговодного и маловодного года представлены в таблицах 2.2–2.3. Если идет превышение, то делаем корректировку.

Таблица 2.2 – Расчеты средневодного года (P=50%)

Месяца	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Сред. зн.
1982	41	35	31	53	857	341	144	70	76	67	63	52	153
С привед.	44	38	33	57	806	321	156	76	82	72	68	56	151
С коррект.	46	39	35	59	806	321	161	78	85	75	71	58	153
С доп. кор.	46	39	35	51	814	352	161	78	85	75	55	43	153

Таблица 2.3 – Расчеты маловодного года (P=90%)

Месяца	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Сред. зн.
1976	45	42	35	46	910	701	199	152	132	67	48	43	202
С привед.	50	46	39	51	828	638	219	167	145	74	53	47	196
С коррект.	53	50	41	54	828	638	235	179	156	79	57	51	202

Разность между расходами маловодного и средневодного года представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Разность между расходами в маловодном и средневодном годах

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
50%–90%	7	10	7	–5	23	317	74	101	71	4	–14	–8

Делаем дополнительную корректировку среднего года, чтоб 50%–90% было больше или равно 0, при этом не делая корректировку в месяцах половодья. Разность после дополнительной корректировки представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Разность расходов после дополнительной корректировки

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q50% – Q90%	7	11	6	3	14	286	74	101	71	4	2	8

Гидрограф средневодного и маловодного годов представлен на рисунке 2.1.

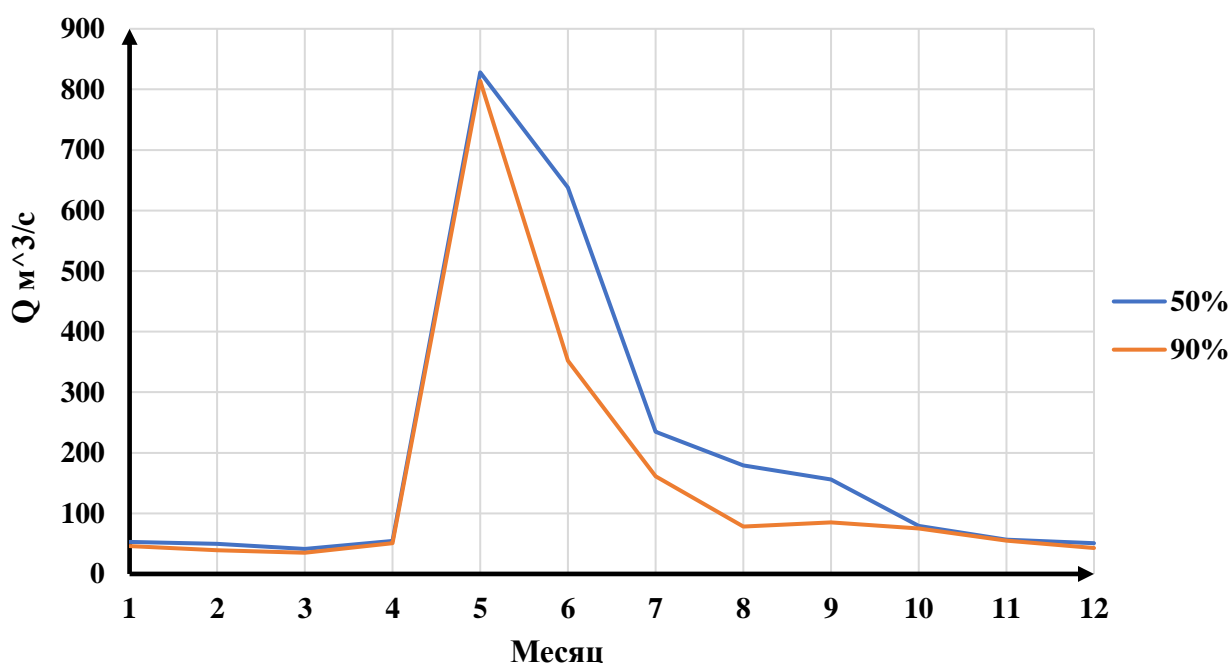


Рисунок 2.1 – Гидрограф средневодного и маловодного годов

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Проектируемая Ильчевская ГЭС находится в ОДУ Северо–Запада, мощность потребления которой равна 11020 МВт, что вынуждает перейти в электроэнергетический комплекс Коми РДУ, так как предполагаемая установленная мощность Ильчевской ГЭС составляет менее 10% от мощности ОДУ.

При построении суточных графиков РДУ Коми необходимы значение нагрузки за определенные часы. Для этого нужны значение нагрузки для ОДУ Северо–Запада. Возьмём их с сайта системного оператора. Масштабируем суточные графики ОДУ с помощью коэффициента:

$$k = \frac{\text{Э}_{\text{ОДУ}}}{\text{Э}_{\text{РДУ}}} = \frac{94,96 \text{ млрд.кВт}\cdot\text{ч}}{8,36 \text{ млрд.кВт}\cdot\text{ч}} = 11,6. \quad (2.8)$$

Затем выработку в ОДУ за каждый час делим на k . Данные суточных графиков нагрузки представлены в таблице 2.6. Суточный график нагрузки представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.6 – Суточные графики нагрузки энергосистемы

Время, ч	Р, МВт, зима	Р, МВт, лето
1	640	415
2	601	398
3	588	385
4	559	371
5	588	369
6	600	370
7	636	381
8	711	431
9	827	488
10	933	548
11	919	560
12	890	539
13	847	517
14	867	528
15	905	539
16	883	558
17	875	508
18	947	525
19	965	517
20	940	508
21	908	489
22	915	513
23	837	502
24	742	472

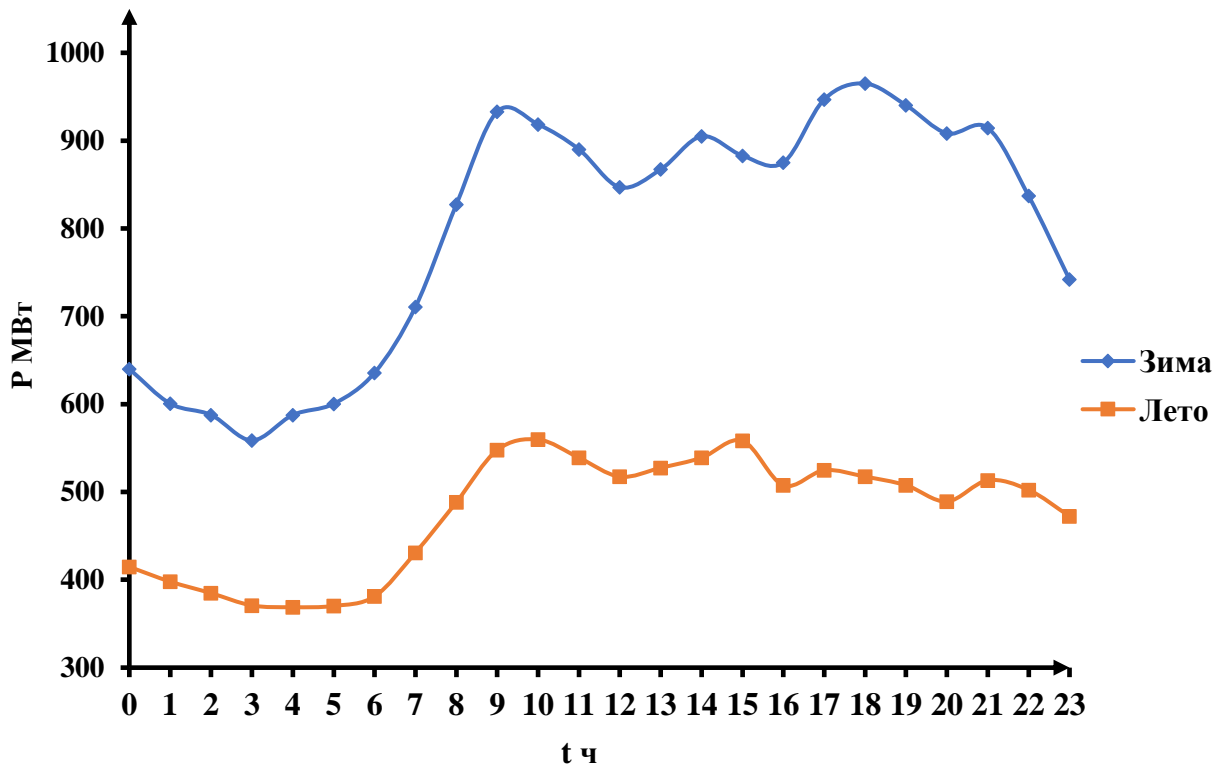


Рисунок 2.2 – Суточные графики нагрузки

2.3 Построение интегральных кривых нагрузок энергосистемы

Используя данные из суточного графика $P(t)$, построим годовые графики максимальных и среднемесечных нагрузок энергосистемы:

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

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.9)$$

где t – порядковый номер месяца в году (1– январь, 2– февраль и т. д.);

a, b – коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_3^{max} + P_{л}^{max}}{2} = \frac{965 + 560}{2} = 762, \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_{л}^{max}}{2} = \frac{965 - 560}{2} = 203, \quad (2.11)$$

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_{л}^{cp}}{2} = \frac{797 + 476}{2} = 637, \quad (2.12)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_l^{cp}}{2} = \frac{797 - 476}{2} = 161. \quad (2.13)$$

Таблица 2.7 – Данные для построения годовых графиков нагрузок

t (месяц)	a	P(tmax), МВт	P(tcp), МВт
1	0,261	958	791
2	0,785	906	750
3	1,308	815	678
4	1,831	710	595
5	2,355	619	523
6	2,878	567	482
7	3,401	567	482
8	3,925	619	523
9	4,448	709	595
10	4,971	814	678
11	5,495	906	750
12	6,018	958	791

По данным расчетов таблицы 2.7 выполняется построение годовых графиков нагрузки для Коми РДУ по максимальным и средним значениям нагрузки. График показан на рисунке 2.3.

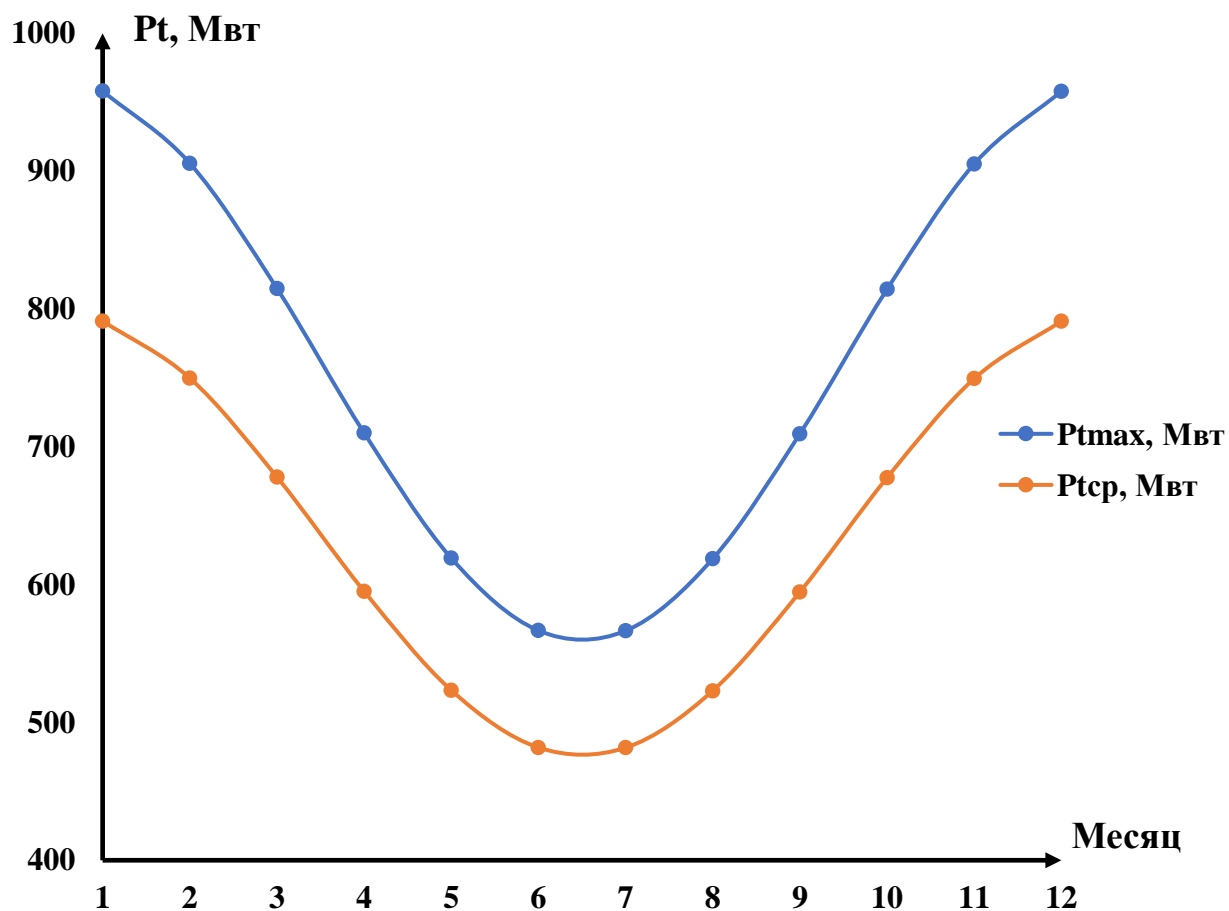


Рисунок 2.3 – График максимальных нагрузок энергосистемы

2.4 Покрытие графиков нагрузки энергосистемы существующими электростанциями

Мощность существующих станций $N_{уст} = 23$ МВт, годовая выработка $\mathcal{E}_{ср.год} = 99,44$ млн. кВт · ч.

Чтобы разместить существующие станции на ИКН, необходимо найти среднесуточную выработку каждого месяца. Так как гидроэлектростанции не могут выдавать каждый месяц одинаковую выработку, вполне логичным будет предположить, что зимой выработка на 20 % больше, чем в летние месяцы. Тогда среднесуточная выработка Широковской–ГЭС7 для января–декабря равна:

$$\mathcal{E}_{ср.сут}^{январь} = \left(\frac{\mathcal{E}_{ср.год}}{365} \right) \cdot 1,2 = \left(\frac{99,44}{365} \right) \cdot 1,2 = 0,327 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.14)$$

Для дальнейшего построения баланса энергии необходимо рассчитать среднесуточные мощности для всех месяцев года. Среднесуточная мощность для января рассчитывается следующим образом: среднесуточную выработку января необходимо поделить на 24 часа:

$$N_{ср.сут}^{январь} = \left(\frac{\mathcal{E}_{ср.сут}^{январь}}{24} \right) \cdot 1000 = 13,62 \text{ МВт.} \quad (2.15)$$

Для остальных месяцев года среднесуточные мощности рассчитываются аналогично. Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС сведены в таблицу 2.8.

Таблица 2.8 – Среднесуточные выработки и мощности для существующих ГЭС

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$\mathcal{E}_{ср.сут}$, млн. кВт · ч	0,33	0,31	0,30	0,25	0,23	0,22	0,22	0,23	0,25	0,30	0,31	0,33
$N_{ср.сут}$, МВт	13,75	13,05	12,49	10,22	9,65	9,08	9,08	9,65	10,22	12,49	13,05	13,62

2.5 Расчет конкурирующих режимов работы ГЭС по бытовому стоку и по требованиям ВХК

Для выбранного расчетного маловодного года (1980) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{\text{пол.90\%}} \cdot H_{ГЭС} \quad (2.16)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,6$;

$Q^{\text{пол.90\%}}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;

$H_{ГЭС}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{ГЭС} = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.17)$$

где $Z_{ВБ}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇ НПУ, м;

$Z_{НБ}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,3$ м.

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

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}. \quad (2.18)$$

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

Результаты проведенного расчёта представлены в таблицах 2.9–2.12.

Таблица 2.9 – Определение полезного расхода

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Qбыт, м ³ /с	46	39	35	51	814	352	161	78	85	75	55	43
Qисп, м ³ /с	0	0	0	1	8	4	2	1	1	1	1	0
Qф, м ³ /с	2	1	1	-2	-4	0	0	0	0	0	1	2
Qлед, м ³ /с	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Qрыб, м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q сумм, м ³ /с	4	3	3	1	6	6	4	3	3	3	3	4
Qбыт.пол, м ³ /с	42	36	32	50	808	346	157	75	82	72	52	39

Таблица 2.10 – Режим работы ГЭС по требованиям ВХК

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Qвхк, м ³ /с	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Zвб, м	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179
Zнб, м	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9	130,9
H, м	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1	48,1
Nвхк, МВт	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41

Таблица 2.11 – Результаты расчетов режима работы ГЭС по водотoku

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Qпол, м ³ /с	46,0	39,0	35,0	51,0	814,0	352,0	161,3	78,0	85,0	75,0	55,0	43,0
Zвб, м	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0	179,0
Zнб, м	130,0	129,9	129,8	130,1	135,6	133,2	131,7	130,6	130,7	130,5	130,2	130,0
H, м	48,7	48,8	48,9	48,6	43,1	46,0	47,0	48,0	48,0	48,0	49,0	49,0
Nбыт, МВт	19,3	16,4	14,7	21,3	301,7	139,3	65,2	32,2	35,1	31,0	23,2	18,1

Таблица 2.12 – Сравнение режимов работы ГЭС по требованиям ВХК и работы ГЭС по бытовому стоку

Месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Nбыт, МВт	19	16	15	21	302	138	65	32	35	31	23	18
Nвхк, МВт	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Nбыт – Nвхк	-22	-25	-27	-20	260	96	24	-9	-6	-10	-18	-23
Низб, МВт	220											

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

$$N_{\text{изл}} = \sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{вхк}} = 220 \text{ МВт.} \quad (2.19)$$

По данным таблицы 2.12 строим баланс энергии, представленный на рисунке 2.4. Распределяя избыток бытовой мощности, тем самым обеспечиваем максимальное вытеснение тепловых мощностей системы и максимально сглаживаем среднемесячную нагрузку на годовом графике среднемесячных мощностей.

Произведя первый приближенный расчёт гарантированной энергоотдачи, на рисунке 2.4 проводим горизонтальную прямую гарантированной мощности. Из первой итерации видно, что под регулирование попали 4 месяцев (ноябрь–февраль). Построенный баланс энергии представлен на рисунке 2.4.

Таблица 2.13 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	$P_{\text{ср}}$, МВт	$N_{\text{быт}}$, МВт	$N_{\text{вхк}}$, МВт	$N_{\text{сущ.ГЭС}}$, МВт
1	791	19	41	14
2	750	16	41	13
3	678	15	41	12
4	595	21	41	10
5	523	302	41	10
6	482	138	41	9
7	482	65	41	9
8	523	32	41	10
9	595	35	41	10
10	678	31	41	12
11	750	23	41	13
1	791	18	41	14

За месяц первый сработки принимаем август. Из рисунка 2.4 видно, что под регулирование попали 8 месяцев, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

По балансу энергии определяются месяцы регулирования, а также гарантированные мощности ГЭС в этот месяц. Значение гарантированных мощностей декабре и марте 71 МВт, а с января по февраль 111 МВт.

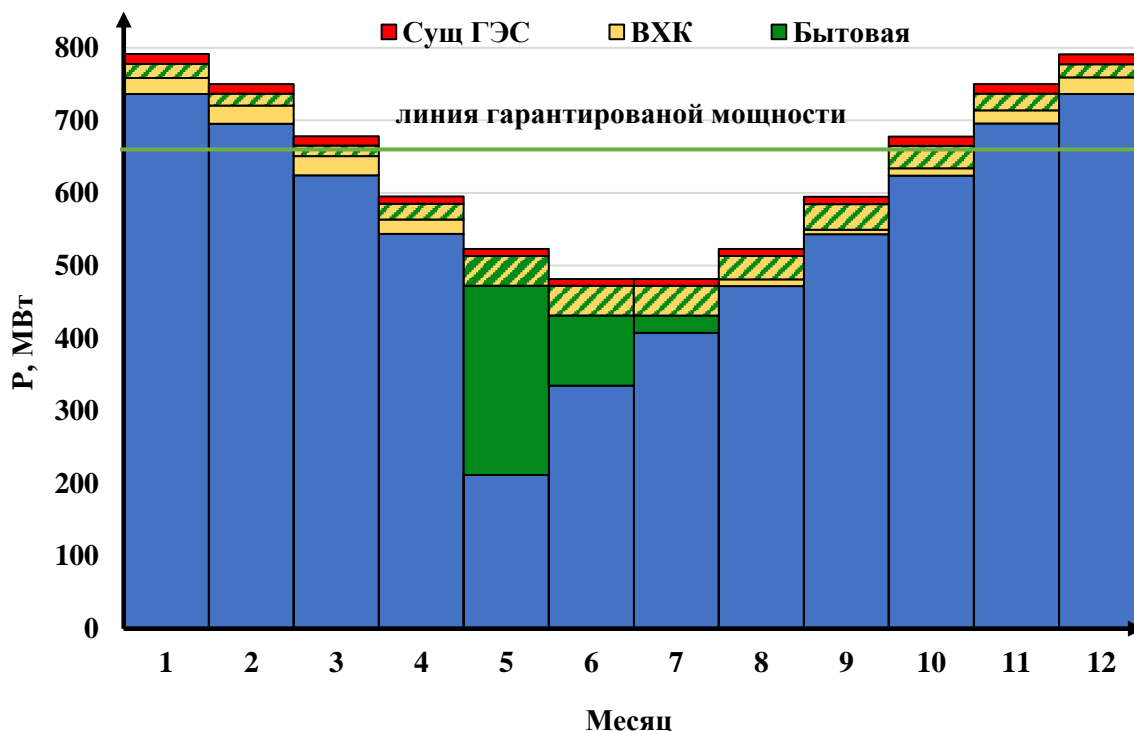


Рисунок 2.4 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС

2.6 Водно–энергетический расчет режима работы ГЭС в маловодном году

В результате сработки водохранилища определяется, отметка УМО, а также определяются конечные значения гарантированных мощностей проектируемой ГЭС. Сработка водохранилища начинается первый месяц после половодья. В результате сработки отметки начала сработки должны совпасть с конечными отметками. Для сработки водохранилища необходимы следующие данные: потери водохранилища и расходы маловодного года.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

В таблице 2.14 представлен расчет первой итерации сработки. Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{\text{НБ}} \geq Q_{\text{ВХК}},$$

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

$$V_{\text{нач}} = V_{\text{кон}}.$$

Объем водохранилища не пришел к начальной точке, поэтому поднимаем линию гарантированной мощности пока не вернёмся к начальному объёму водохранилища при этом обеспечивая гарантированную мощность (таблица 2.14). В рассчитанной первой итерации условия не позволяют обеспечить гарантированные мощности в необходимые месяцы. Поднимаем линию гарантированной мощности на 4МВт.

Таблица 2.14 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (1 итерация)

Месяц	Расходы											Объемы			Отметки				Напор м	Мощность МВт	Нгар МВт	
	Qбыг м ³ /с	Потери					Q пол был м ³ /с	Qвдхр м ³ /с	Qвхк м ³ /с	Qгэс м ³ /с	Qхол.сбр м ³ /с	Qнб м ³ /с	Vнач км ³	ΔVприращ км ³	Vкон км ³	вб						нб
		Qшлюз м ³ /с	Qфильтр м ³ /с	Qиспар м ³ /с	Qльда м ³ /с	Zнач м										Zкон м	Zср м	Zнб м				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
8	78	0	2	1	0	75	23	100	98	0	100	5,63	0,1	5,57	179,00	178,85	178,93	130,91	47,52	40	по ВХК	
9	85	0	2	1	0	82	16	100	98	0	100	5,6	0,0	5,5	178,85	178,74	178,80	130,91	47,39	40	по ВХК	
10	75	0	2	1	0	72	26	100	98	0	100	5,5	0,1	5,5	178,74	178,55	178,65	130,91	47,24	40	по ВХК	
11	55	0	2	1	1	51	145	100	196	0	198	5,5	0,4	5,1	178,55	177,40	177,97	132,33	45,1	76	76	
12	43	0	2	0	2	39	276	100	315	0	317	5,1	0,7	4,4	177,40	175,48	176,44	133,30	42,64	116	116	
1	46	0	2	0	2	42	292	100	334	0	336	4,4	0,8	3,6	175,48	173,21	174,34	133,44	40,41	116	116	
2	39	0	2	0	1	36	190	100	226	0	228	3,6	0,5	3,1	173,21	170,98	172,09	132,60	38,99	76	76	
3	35	0	2	0	-2	35	63	100	98	0	100	3,1	0,2	3,0	170,98	170,09	170,53	130,91	39,13	33	по ВХК	
4	51	0	2	1	-4	52	46	100	98	0	100	3,0	0,1	2,8	170,09	169,41	169,75	130,91	38,34	32	по ВХК	
5	814	0	2	8	0	804	-706	100	98	0	100	2,8	-1,8	4,7	169,41	176,23	172,82	130,91	41,41	35	по ВХК	
6	352	0	2	4	0	346	-248	100	98	0	100	4,7	-0,6	5,3	176,23	178,10	177,16	130,91	45,76	39	по ВХК	
7	161	0	2	2	0	157	-59	100	98	0	100	5,3	-0,2	5,46	178,10	178,56	178,33	130,91	46,92	40	по ВХК	

Таблица 2.15 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (2 итерация)

Месяц	Расходы											Объемы			Отметки				Напор м	Мощность МВт	Nгар МВт	Выработка МВт	
	Qбыт м ³ /с	Потери					Q пол былл м ³ /с	Qвдхр м ³ /с	Qвхк м ³ /с	Qгэс м ³ /с	Qхол.сбр м ³ /с	Qнб м ³ /с	Vнач км ³	ΔVприраш км ³	Vкон км ³	вб							нб
		Qшлюз м ³ /с	Qфильтр м ³ /с	Qиспар м ³ /с	Qльда м ³ /с	Zнач м										Zкон м	Zср м	Zнб м					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
8	78	0	2	1	0	75	23	100	98	0	100	5,63	0,06	5,57	179,00	178,85	178,93	130,91	47,52	40	по вхк	28800	
9	85	0	2	1	0	82	16	100	98	0	100	5,57	0,04	5,52	178,85	178,74	178,80	130,91	47,39	40	по вхк	28800	
10	75	0	2	1	0	72	26	100	98	0	100	5,52	0,07	5,46	178,74	178,55	178,64	130,91	47,24	40	по вхк	28800	
11	55	0	2	1	1	51	132	100	183	0	185	5,46	0,34	5,12	178,55	177,50	178,02	132,20	45,3	71	71	51120	
12	43	0	2	0	2	39	262	100	301	0	303	5,12	0,68	4,44	177,50	175,65	176,58	133,20	42,88	111	111	79920	
1	46	0	2	0	2	42	273	100	315	0	317	4,44	0,71	3,73	175,65	173,64	174,65	133,30	40,85	111	111	79920	
2	39	0	2	0	1	36	172	100	208	0	210	3,73	0,45	3,28	173,64	171,80	172,72	132,44	39,78	71	71	51120	
3	35	0	2	0	-2	35	63	100	98	0	100	3,28	0,16	3,12	171,80	170,99	171,39	130,91	39,98	34	по вхк	24480	
4	51	0	2	1	-4	52	46	100	98	0	100	3,12	0,12	3,00	170,99	170,35	170,67	130,91	39,26	33	по вхк	23760	
5	814	0	2	8	0	804	-706	100	98	0	100	3,00	-1,83	4,83	170,35	176,67	173,51	130,91	42,1	35	по вхк	25200	
6	352	0	2	4	0	346	-248	100	98	0	100	4,83	-0,64	5,47	176,67	178,60	177,63	130,91	46,22	39	по вхк	28080	
7	161	0	2	2	0	157	-59	100	98	0	100	5,47	-0,15	5,63	178,60	179,00	178,80	130,91	47,39	40	по вхк	28800	
Выработка млн. кВт·ч																					478,8		

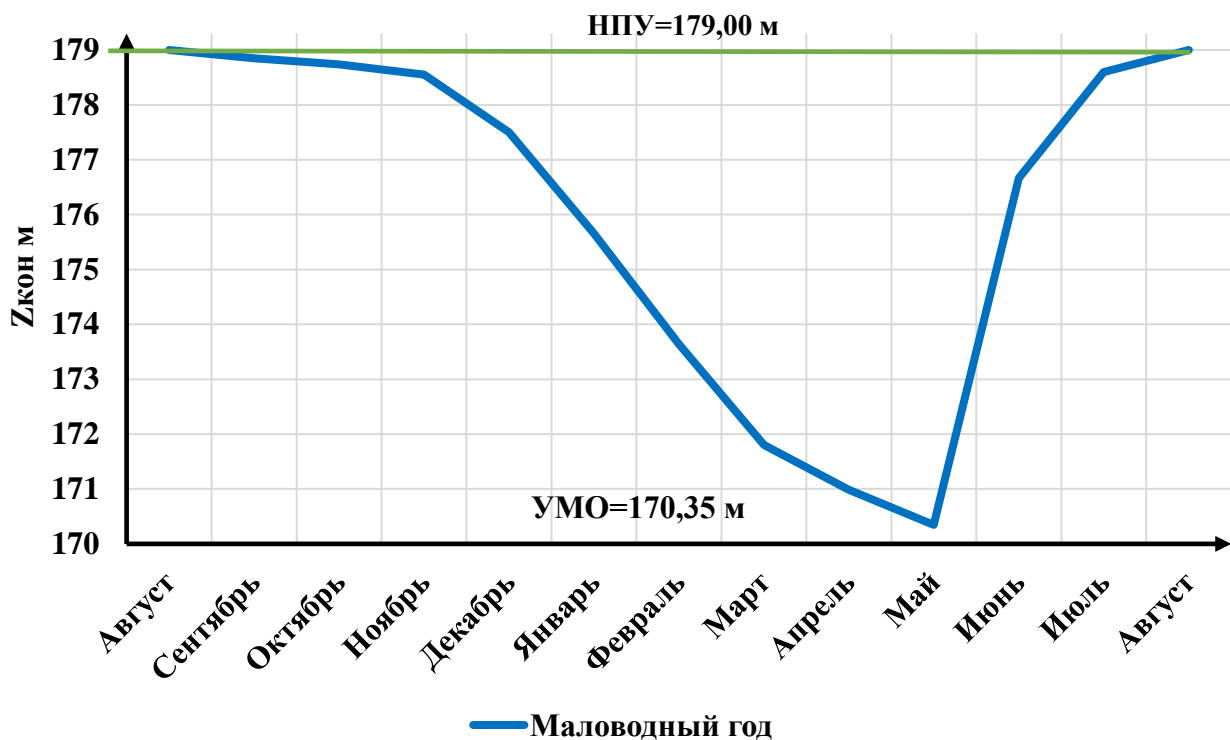


Рисунок 2.5 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в маловодном году

Используя таблицу 2.15, определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полез.}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 5,63 - 3,00 = 2,63 \text{ км}^3. \quad (2.20)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{\text{полез.}} = 2,63 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС: $Q_{\text{ср.год}} = 441 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$\beta = \frac{V_{\text{полез.}}}{\bar{W}} = \frac{5,19 \cdot 10^9}{197 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365} = 0,42. \quad (2.21)$$

Коэффициент зарегулированности стока $\beta = 0,42$, следовательно у проектированной ГЭС годичное регулирование стока – частный случай многолетнего регулирования.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку $\nabla_{\text{УМО}} = 170,35 \text{ м}$, а полезный объем водохранилища который составил $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 2,63 \text{ км}^3$. Также из условий маловодного года определили гарантированные мощности проектируемой Илычевской ГЭС за 4 месяцев:

$$N_{\text{гар. октябрь}} = N_{\text{гар. февраль}} = 71 \text{ МВт},$$

$$N_{\text{гар. декабрь}} = N_{\text{гар. январь}} = 111 \text{ МВт}.$$

2.7 Определение рабочих мощностей

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций: Широковской–ГЭС7 и проектируемой Ильчевской ГЭС. При выписывании станции необходимо не затрагивать зоны работы существующих станций. Так же при вписывание существующих станции используется суточная выработка.

Расчёт базовой мощности января производится по формуле:

$$N_{\text{баз.январь}} = \frac{K_N \cdot Q_{\text{с.п}} \cdot H}{1000} = \frac{8,8 \cdot 100 \cdot 48,46}{1000} = 21 \text{ МВт.} \quad (2.22)$$

Суточная выработка января рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{баз.январь}} = \frac{N_{\text{баз.январь}} \cdot 24}{1000} = \frac{21 \cdot 24}{1000} = 0,5 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.23)$$

Гарантированная энергоотдача за сутки определяется из гарантированной мощности

$$\mathcal{E}_{\text{гар.январь}} = \frac{N_{\text{гар.январь}} \cdot 24}{1000} = \frac{111 \cdot 24}{1000} = 2,66 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.24)$$

Таким образом, выработка в пиковой зоне графика нагрузки равна:

$$\mathcal{E}_{\text{пик.январь}} = \mathcal{E}_{\text{гар.январь}} - \mathcal{E}_{\text{баз.январь}} = 2,66 - 0,5 = 2,16 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.25)$$

Из ИКН находим пиковую мощность

$$N_{\text{пик.январь}} = 145 \text{ МВт.}$$

Тогда рабочая мощность проектируемой станции для января равна:

$$N_{\text{раб.январь}} = N_{\text{баз.январь}} + N_{\text{пик.январь}} = 21 + 145 = 166 \text{ МВт.} \quad (2.26)$$

Аналогичным образом рассчитываются рабочие мощности для оставшихся месяцев года. Расчёты сведены в таблицу 2.16, размещение треугольников на ИКН показано в приложении А на рисунках А1.1–1.6.

Таблица 2.16 – Расчёт рабочих мощностей проектируемой станции

Месяц	Нгар, МВт	Эгар, млн кВт·ч	Нбаз, МВт	Эбаз, млн кВт·ч	Эпик, млн кВт·ч	Нпик, МВт	Нраб, МВт	Нраб/Нгар
Январь	111	2,66	21	0,5	2,16	145	166	1,50
Февраль	71	1,7	21	0,5	1,2	95	116	1,63
Март	34	0,82	21	0,5	0,32	40	61	1,79
Апрель	33	0,79	21	0,5	0,29	35	56	1,70

Окончание таблицы 2.16

Май	35	0,84	18	0,43	0,34	34	52	1,57
Июнь	39	0,94	19	0,46	0,44	33	52	1,38
Июль	40	0,96	20	0,48	0,46	35	55	1,40
Август	40	0,96	20	0,48	0,46	36	56	1,43
Сентябрь	40	0,96	20	0,48	0,46	37	57	1,45
Октябрь	40	0,96	21	0,5	0,46	37	58	1,45
Ноябрь	71	1,7	21	0,5	1,2	95	116	1,63
Декабрь	111	2,66	21	0,5	2,16	145	166	1,50

2.8 Расчет резервов и планирование капитальных ремонтов оборудования. Определение установленной мощности ГЭС. Баланс мощностей

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 3 % от P_t^{max} , аварийный резерв составляет 10% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих и на проектируемой ГЭС, а также на ТЭС. Аварийный резерв будет размещен только на ТЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется за месяц до регулирования, то есть в сентябре. Результаты расчёта представлены в таблице 2.17. Баланс мощностей изображен на рисунке 2.6.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.январь}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{21}{6} = 4 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.27)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{проект.ГЭС}} = \frac{N_{\text{раб.январь}}^{\text{проект.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{198}{6} = 33 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.28)$$

Ремонтная площадь оборудования ТЭС:

$$F_{\text{рем.}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{раб.январь}}^{\text{ТЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{807}{6} = 204 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.29)$$

Таблица 2.17 – Баланс мощности энергосистемы

Месяц	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Р max	Р авар	Р нагр	Н раб	Н нагр	Н рем	Н раб	Н нагр	Н рем	Н раб	Н нагр	Н авар	Н рем
1	958	96	29	14	0	0	166	3	0	778	25	96	0
2	906	91	27	13	0	0	116	2	0	777	25	91	0
3	815	81	24	12	0	0	61	1	0	741	23	81	0
4	710	71	21	10	0	0	56	1	0	644	20	71	0

Окончание таблицы 2.17

5	619	62	19	10	0	0	52	1	0	555	17	62	0
6	567	57	17	9	0	0	52	1	0	504	16	57	130
7	567	57	17	9	0	0	55	1	0	501	16	57	130
8	619	62	19	10	0	0	56	1	0	552	17	62	0
9	709	71	21	10	0	1	57	1	28	641	20	71	0
10	814	81	24	12	0	0	58	1	0	744	23	81	0
11	906	91	27	13	0	0	116	2	0	777	25	91	0
12	958	96	29	14	0	0	166	3	0	778	25	96	0

Установленную мощность проектируемой ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} = 166 + 3 = 169 \text{ МВт.} \quad (2.30)$$

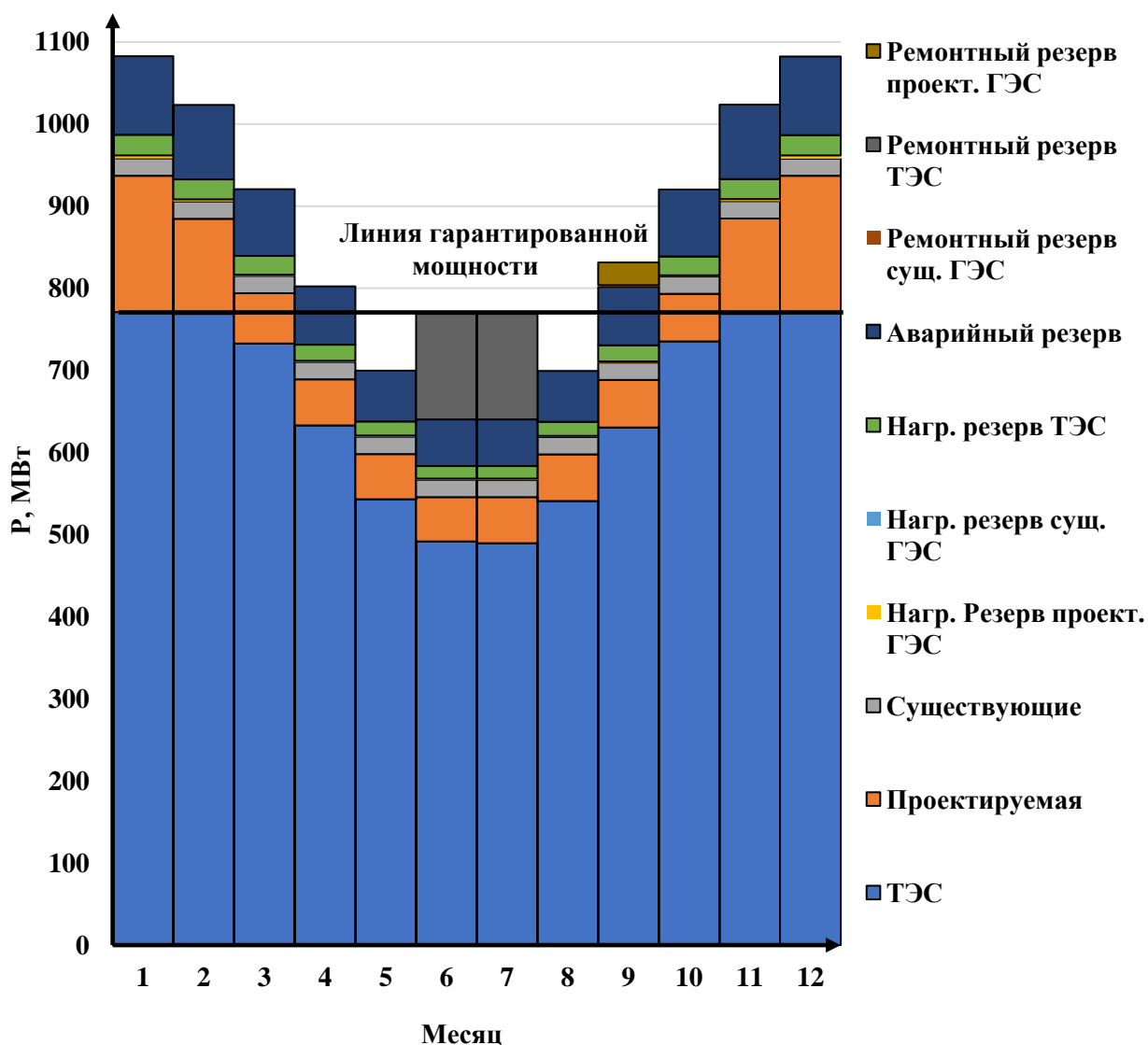


Рисунок 2.6 – Баланс мощности энергосистемы

2.9 Водно–энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача сработки–наполнения в средневодном году заключается в определении среднеемноголетней выработки. Рассмотрим режим наполнения водохранилища по отметкам. Расчет осуществляется аналогично как сработка–наполнения водохранилища в маловодном году, за исключением того, что берутся расходы за средневодный год. Данные расчетов сведены в таблицу 2.18. Построены графики сработки и наполнения водохранилища Илычевской ГЭС в средневодном и маловодном году рисунок 2.7.

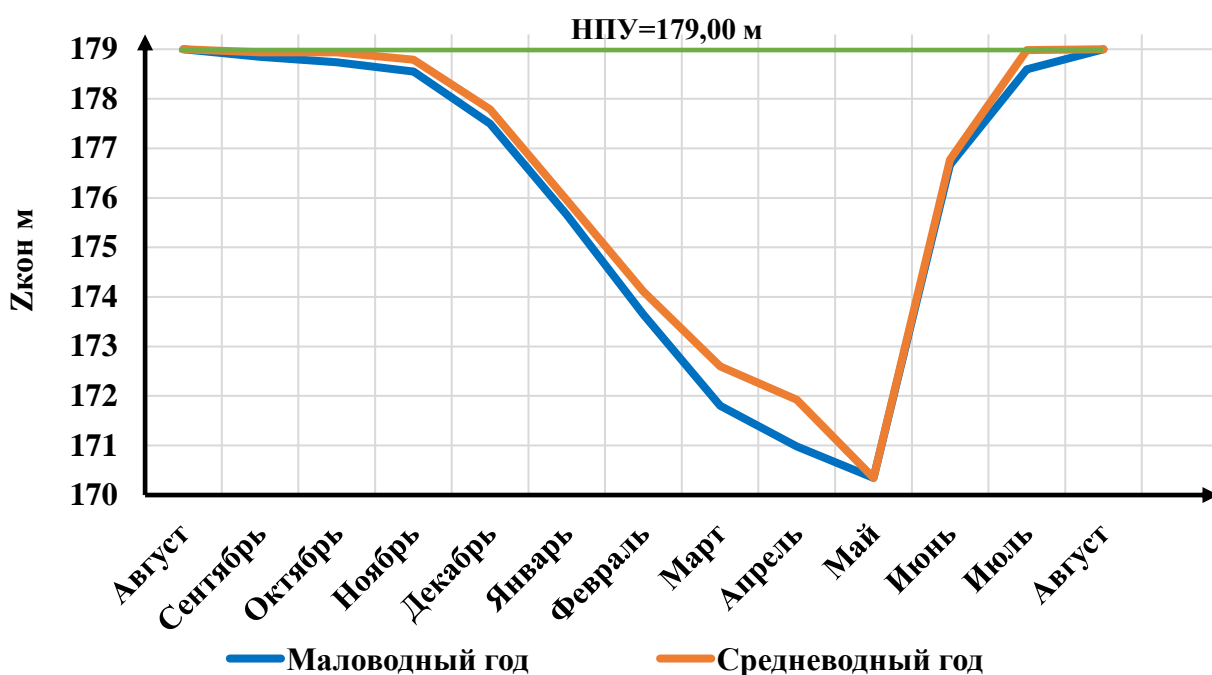


Рисунок 2.7 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС в средневодном и маловодном году

Таблица 2.18 – Режим работы проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц	Расходы											Объемы			Отметки				Напор м	Мощность МВт	Нгар Мвт	Выработка
	Обыт м ³ /с	Потери				Q пол был м ³ /с	Qвдхр м ³ /с	Qвхк м ³ /с	Qгэс м ³ /с	Qхол.сбр м ³ /с	Qнб м ³ /с	Vнач км ³	ΔVприращ км ³	Vкон км ³	вб			нб				
		Qшлюз м ³ /с	Qфильтр м ³ /с	Qиспар м ³ /с	Qльда м ³ /с										Zнач м	Zкон м	Zср м					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
8	179	0	2	2	0	175	10	100	185	0	187	5,63	0,0	5,599	179,00	178,94	179,0	131,9	46,54	74	по вхк	53280
9	156	0	2	2	0	152	0	100	152	0	154	5,6	0,0	5,6	178,94	178,94	178,9	131,6	46,85	61	по вхк	43920
10	79	0	2	1	0	76	22	100	98	0	100	5,6	0,1	5,5	178,94	178,79	178,9	130,9	47,45	40	по вхк	28800
11	57	0	2	1	1	53	129	100	182	0	184	5,5	0,3	5,2	178,79	177,79	178,3	132,2	45,6	71	71	51120
12	51	0	2	1	2	46	252	100	298	0	300	5,2	0,7	4,6	177,79	175,95	176,9	133,2	43,19	111	111	79920
1	53	0	2	1	2	48	265	100	313	0	315	4,6	0,7	3,9	175,95	174,11	175,0	133,3	41,24	111	111	79920
2	50	0	2	0	1	47	158	100	204	0	206	3,9	0,4	3,5	174,11	172,60	173,4	132,4	40,44	71	71	51120
3	41	0	2	0	-2	41	58	100	99	0	101	3,5	0,2	3,3	172,60	171,92	172,3	130,9	40,83	35	по вхк	25200
4	54	0	2	1	-4	55	119	100	174	0	176	3,3	0,3	3,0	171,92	170,35	171,1	131,8	38,81	58	по вхк	41760
5	828	0	2	8	0	818	-720	100	98	0	100	3,0	-1,9	4,9	170,35	176,77	173,6	130,9	42,15	36	по вхк	25920
6	638	0	2	6	0	630	-290	100	340	0	342	4,9	-0,8	5,6	176,77	178,98	177,9	133,1	44,27	129	по вхк	92880
7	235	0	2	2	0	231	-3	100	228	0	230	5,6	0,0	5,63	178,98	179,00	179,0	132,3	46,19	90	по вхк	64800
																			Выработка млн. кВт·ч		638,64	

2.10 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы Илычевской ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 2.9.

При составлении режимного поля пользуемся методикой, приведенной в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС». Результаты расчётов сводим в таблицу 2.20.

Таблица 2.20 – Результаты расчёта режимного поля для проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС		Линия ограничения по минимальному расходу	
Qнб, м ³ /с	Zнб л, м	Hнпу, м	Hумо, м	Hр, м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	129,00	49,70	41,05	45,60	50	546,51	40	693,47	30	100
50	130,09	48,61	39,96	44,51	49	557,66	39	684,75	50	100
100	130,91	47,79	39,14	43,69	48	569,28	38	675,91		
150	131,54	47,16	38,51	43,06	47	581,40	37	666,96		
200	132,05	46,65	38,00	42,55	46	594,03	36	657,88		
250	132,47	46,23	37,58	42,13	45	607,24	35	648,68		
300	132,83	45,87	37,22	41,77	44	621,04	34	639,35		
350	133,16	45,54	36,89	41,44	43	635,48	33	629,88		
400	133,47	45,23	36,58	41,13	42	650,61	32	620,26		
450	133,76	44,94	36,29	40,84	41	666,48	31	610,49		
500	134,05	44,65	36,00	40,55	40	683,14	30	600,56		
550	134,33	44,37	35,72	40,27	39	700,66	29	590,47		
600	134,60	44,10	35,45	40,00	38	719,09	28	580,20		
650	134,85	43,85	35,20	39,75	37	738,53	27	569,74		
700	135,10	43,60	34,95	39,50	36	759,04	26	559,09		
750	135,32	43,38	34,73	39,28	35	780,73	25	548,24		
800	135,53	43,17	34,52	39,07	34	803,69	24	537,16		
900	135,88	42,82	34,17	38,72	33	828,05	23	525,85		

Из построенного режимного поля определяем:

– максимальный напор $H_{\max} = 47,79$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;

– расчётный напор $H_{\text{расч}} = 39,60$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

– минимальный напор $H_{\min} = 35,10$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

– максимальный расход $Q_{\max} = 690$ м³/с. Определяется в точке пересечения линия ограничения по пропускной способности и линии ограничения по установленной мощности ГЭС.

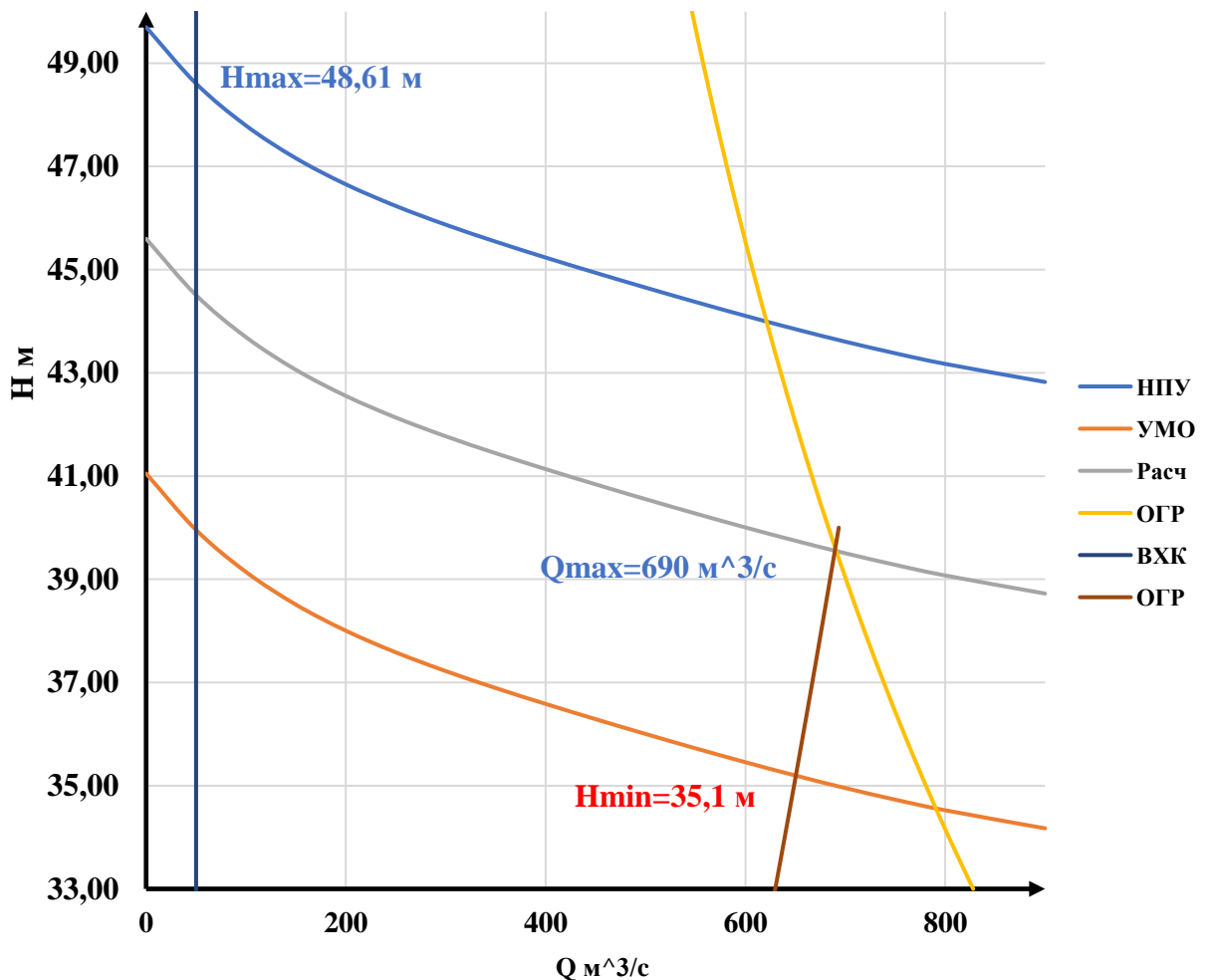


Рисунок 2.9 – Режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик (далее ГУХ) состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса (D_1) и синхронной частоты вращения ($n_{\text{синх}}$), при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Для максимального напора 48,61 м рассмотрены следующие гидротурбины: ПЛ50–В и ПЛД50–В60. Характеристики их моделей сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ50–В	ПЛД50–В60
$H_{\text{пред}}, \text{м}$	50	50
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,5	0,5
$n'_{\text{опт}}, \text{об/м}$	116	113
$Q_{\text{I опт}}, \text{л/с}$	1000	1100
$\eta_{\text{м опт}}$	0,916	0,910
$Q'_{\text{I max}}, \text{л/с}$	1500	1650
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0,55	0,6
$D_{\text{I м}}, \text{м}$	0,460	0,35
$H_{\text{мод}}, \text{м}$	12	5
$t_{\text{мод}}, \text{°C}$	20	16

На ГУХ каждой гидротурбины предварительно намечаем расчётные точки.

3.1.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 рассчитаны для каждого следующие параметры.

Мощность агрегата в расчётной точке:

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{Iр}} \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_g, \quad (3.1)$$

где $Q'_{Iр}$ – приведённый расход в расчётной точке;
 η_T – КПД натурной турбины;
 η_G – КПД генератора, принимаем $\eta_G = 0,97$.
 КПД натурной турбины:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right), \quad (3.2)$$

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 – расчётный напор натурной гидротурбины;
 $\nu_H, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины ($1,38 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$).
 ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon = 0,75$).

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС;
 $N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_H}{\eta_M}. \quad (3.4)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n' = \frac{n'_{Iр} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.5)$$

где $n'_{Iр}$ – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке.

Приведённая максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{I \text{ max}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}}, \quad (3.6)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}}. \quad (3.7)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\max})^{0.5}}, \quad (3.8)$$

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}. \quad (3.9)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{I p}$, чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}}. \quad (3.10)$$

Приведённые расходы:

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta_1}}, \quad (3.11)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta_1}}. \quad (3.12)$$

Результаты расчётов для различных диаметров турбины ПЛ50–В представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры ПЛ50–В для различных параметров

Наименование	ПЛ50–В						
	3	3,15	3,35	3,75	4	4,25	4,5
D_1 , м	3	3,15	3,35	3,75	4	4,25	4,5
η_T , о.е	0,936	0,936	0,937	0,938	0,938	0,939	0,939
$N_{\text{агр}}$, кВт	30610	33762	38205	47925	54557	61623	69115
$Z'_{\text{агр}}$, ШТ	5,52	5,00	4,42	3,52	3,09	2,74	2,44
$Z_{\text{агр}}$, ШТ	6	5	4	4	3	3	3
$N'_{\text{агр}}$, кВт	28166	33800	42250	42250	56333	56333	56333
Δ_1	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
n' , об/мин	249,90	238,06	223,91	200,13	187,67	176,68	166,65
p	11	12	13	14	16	16	18
$n'_{\text{синх}}$, об/мин	272,7	250,0	230,8	214,3	187,5	187,5	166,7
$n'_{I \max}$, об/мин	134	129	127	132	123	131	123
$n'_{I \text{ расч}}$, об/мин	127	122	120	124	116	123	116
$n'_{I \min}$, об/мин	114	110	108	112	105	111	105
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,182	1,285	1,419	1,131	1,324	1,172	1,045
$Q'_{\max} \cdot \eta_T$	0,869	0,945	1,044	0,832	0,974	0,862	0,768

Для дальнейшего рассмотрения остаются ГТ: ПЛ50–В с $D_1 = 3$ м, ПЛ50–В с $D_1 = 3,15$ м, ПЛ50–В с $D_1 = 3,75$, ПЛ50 – В с $D_1 = 4,5$ остальные ГТ убраны т.к. точка оптимума не находится в их зоне работы.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s. \quad (3.13)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка нижнего бьефа в зависимости от расхода в НБ;

H_s – высота отсасывания.

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

- Работа минимального числа агрегатов при максимальном напоре H_{max} и номинальной мощности;

- Работа минимального числа при расчетном напоре $H_{расч}$ и номинальной мощности;

- Работа минимального числа при минимальном напоре H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5, \quad (3.14)$$

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

σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ (приложение Б);

H – напор.

Используя ГУХ с назначенной зоной работы гидротурбины вычисляются высоты отсасывания для трёх случаев:

1. работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} ;
2. работа одного агрегата с номинальной мощностью при и $H_{расч}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} с соответствующей ему мощности ограничения.

На линии максимального напора (приложение Б), в крайней правой точке определяется расход, пересчитываемый с модели в натуру:

$$Q = Q'_1 D_1^2 \sqrt{H_{max}}. \quad (3.15)$$

Затем по кривой связи $Z_{нб}(Q_{нб})$ определяется значение отметки уровня воды в нижнем бьефе при данном расходе. В остальных случаях расчёт выполняется аналогично. Значения результатов расчёта сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта отметки установки РК гидротурбины

Наименование	ПЛ50–В			
	3	3,15	3,75	4,5
D_1 , м	3	3,15	3,75	4,5
$Q'_{(Hmax)}$, м ³ /с	951	1035	910	841
$Q'_{(Hрасч)}$, м ³ /с	1296	1431	1237	1140
$Q'_{(Hmin)}$, м ³ /с	1285	1442	1230	1125
$Q_{(Hmax)}$, м ³ /с	61,29	73,56	91,73	122,17
$Q_{(Hрасч)}$, м ³ /с	75,39	91,79	124,69	149,47
$Q_{(Hmin)}$, м ³ /с	70,37	87,08	123,99	138,87
Z_{max}	130,48	130,71	131,02	131,47
$Z_{расч}$	130,74	130,71	131,5	131,82
Z_{min}	130,65	130,71	131,5	131,69
$H_{S max}$, м	-2,83	-4,28	-1,85	-0,4
$H_{S расч}$, м	-7,88	-8,28	-6,69	-3,92
$H_{S min}$, м	-6,04	-6,39	-4,98	-2,53
$Z_{рк max}$, м	127,65	126,43	129,17	131,07
$Z_{рк расч}$, м	122,86	122,74	124,81	127,9
$Z_{рк min}$, м	124,61	124,55	126,52	129,16

Таким образом, после проведённого анализа выбранных диаметров рабочих колёс, определен наиболее оптимальный вариант – турбина ПЛ50–В–450. Из данных выбранной турбины найдены отметки рабочего колеса.

$$\nabla Z_{РК max} = 131,47 - 0,4 = 131,07 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{РК расч.} = 131,82 - 3,92 = 127,9 \text{ м.}$$

$$\nabla Z_{РК min} = 131,69 - 2,53 = 129,16 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка установки рабочего колеса $\nabla Z_{РК} = 127,9$ м.

Данная турбина имеет одно из самых высоких КПД при оптимальном и расчётном режиме, обеспечивает наименьшую высоту отсасывания, что существенно уменьшает затраты на строительство гидроузла, также эта турбина, по сравнению с другими, предполагает более предпочтительное количество агрегатов, что безусловно хорошо скажется на выдаче мощности.

3.3 Выбор типа серийного гидрогенератора

Номинальная кажущаяся мощность гидрогенератора:

$$S_H = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{56333}{0,85} = 66,275 \text{ МВА.} \quad (3.16)$$

где $\cos \varphi = 0,85$

Число пар полюсов гидрогенератора

$$2p = \frac{2f \cdot 60}{n_{\text{синхр}}} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{166,7} = 36. \quad (3.15)$$

На вычисленные параметры не существует гидрогенератора, проводим упрощённый расчёт основных параметров.

Расчётная мощность:

$$S_p = k \cdot S_H = 1,07 \cdot 66,275 = 70,91 \text{ МВА.}$$

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

Удельная нагрузка:

$$S^* = \frac{S_H}{2p} = \frac{66,275}{36} = 1,84 \text{ МВА.} \quad (3.16)$$

Полюсное деление зависящие от нагрузки и от способа охлаждения

$$\tau^* = A * S^{*\alpha} = 0,451 * 1,76^{0,239} = 0,52. \quad (3.17)$$

где A и α – эмпирические коэффициенты

Диаметр ротора:

$$D_i = \frac{\tau^* \cdot 2p}{\pi} = \frac{0,52 \cdot 36}{3,14} = 5,98 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Необходимо проверить, не будет ли при этом диаметре превышать предельная окружная скорость ротора в разгонном режиме, которая составляет $v_{\text{пр}} = 160$ м/с для генераторов кажущейся мощности $S \leq 175$ МВ · А и $v_{\text{пр}} = 185$ м/с при $S > 175$ МВ · А.

Предельная окружная скорость:

$$v_{\text{пр}} = \frac{\pi \cdot D_i \cdot k_{\text{разг}} \cdot n_{\text{синхр}}}{\pi} = \frac{3,14 \cdot 5,98 \cdot 2 \cdot 166,7}{3,14} = 104,38 \text{ м/с.} \quad (3.19)$$

Условие соблюдается.

Коэффициент машины:

$$C_a = \frac{R}{S^{*y}} = \frac{8,9}{1,76^{0,105}} = 8,35. \quad (3.20)$$

Высота активной стали:

$$l_a = \frac{W_s}{D_i^2} = \frac{30 \cdot C_a \cdot S_p}{D_i^2 \cdot \pi \cdot n_{\text{синхр}}} = \frac{30 \cdot 8,35 \cdot 70,91}{5,98^2 \cdot 3,14 \cdot 166,7} = 0,95 \text{ м}. \quad (3.21)$$

Высота активной стали стандартизирована поэтому принимается ближайшее значение равное 1 м.

Поскольку отношение диаметра статора к высоте статора больше 5, принимается зонтичное исполнение.

Общая масса генератора приблизительно:

$$G_{\text{ген}} = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 45 \cdot 5,98 \cdot 1 = 269,1 \text{ т}. \quad (3.22)$$

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

Диаметр активной стали:

$$D_a = D_i + (0,5 + 0,9) = 5,98 + 0,5 = 6,48 \text{ м}. \quad (3.23)$$

Тогда маркировка генератора: СВ-648/85-36

3.4 Гидромеханический расчёт бетонной спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане. Форма сечения спиральной камеры – с плоским потолком и с углом $\gamma = 15^\circ$. Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берётся из ГУХ из рисунка Б.5:

$$\varphi_{\text{сп}} = 225^\circ.$$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,739 \cdot 4,5 = 7,83 \text{ м} \quad (3.24)$$

Определены по рисунку Б.6: диаметр расположения входных кромок статора: $D_{\text{нар}} = D_a = 7 \text{ м}$; и выходных кромок $D_{\text{вн}} = D_b = 6,1 \text{ м}$.

Радиусы входных и выходных кромок:

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{7}{2} = 3,5 \text{ м}, \quad (3.25)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{6,1}{2} = 3,05 \text{ м}. \quad (3.26)$$

Высота статора:

$$B_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,75 + 0,0033 \cdot 4,5 = 1,77 \text{ м}. \quad (3.27)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата

$$b_0 = 0,35D_1 = 0,35 \cdot 4,5 = 1,75 \text{ м}.$$

Допустимая средняя скорость во входном сечении равна $v_{вх} = 5,25 \text{ м/с}$.

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{56333}{9,81 \cdot 39,6 \cdot 0,939} = 154,43 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.28)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{154 \cdot 225}{360} = 96,51 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.29)$$

Площадь входного поперечного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{v_{вх}} = \frac{96,51}{5,25} = 18,4 \text{ м}^2. \quad (3.30)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{вх} = b_0(r_a - r_b) + (r_{вх} - r_a)b_{вх} - \frac{(b_{вх} - b_0)^2}{2} \cdot \tan 15^\circ, \quad (3.31)$$

где $b_{вх} = 4,26 \text{ м}$;

$$a_{вх} = r_{вх} - r_a = 7,83 - 3,5 = 4,33 \text{ м}. \quad (3.32)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом.

Рассчитанные параметры для построения сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения					
	вх	1	2	3	4	5
r_i	7,83	7,40	6,96	6,53	6,09	5,66
a_i	4,330	3,896	3,461	3,027	2,592	2,158
b_i	4,260	4,010	3,760	3,510	3,250	3,000
r_k	4,173	4,106	4,039	3,972	3,902	3,835
r_k/r_a	1,192	1,173	1,154	1,135	1,115	1,096
$\ln(r_k/r_a)$	0,176	0,160	0,143	0,127	0,109	0,092
r_i/r_a	2,237	2,113	1,989	1,865	1,741	1,616
$\ln(r_i/r_a)$	0,805	0,748	0,688	0,623	0,554	0,480
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	3,429	2,999	2,587	2,187	1,801	1,440
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma$	15,57	15,32	15,07	14,82	14,56	14,31
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	2,741	2,452	2,156	1,883	1,587	1,317
m_i	2,51	2,26	2,01	1,76	1,50	1,25
J_i	3,439	3,048	2,682	2,305	1,955	1,614
ϕ_i	225,0	199,4	175,5	150,8	127,9	105,6
Вел-на	Сечения					
	6	7	8	9	10	вых
r_i	5,22	4,79	4,35	3,92	3,49	3,05
a_i	1,723	1,289	0,854	0,420	-0,015	-0,449
b_i	2,750	2,500	2,250	1,990	1,740	1,490
r_k	3,768	3,701	3,634	3,564	3,497	3,430
r_k/r_a	1,077	1,057	1,038	1,018	0,999	0,980
$\ln(r_k/r_a)$	0,074	0,055	0,037	0,018	-0,001	-0,020
r_i/r_a	1,492	1,368	1,244	1,120	0,996	0,872
$\ln(r_i/r_a)$	0,400	0,313	0,218	0,113	-0,004	-0,137
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	1,100	0,783	0,491	0,225	-0,007	-0,204
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma$	14,06	13,81	13,56	13,30	13,05	12,80
$r_k \cdot \text{ctg} \gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	1,041	0,760	0,502	0,239	-0,013	-0,256
m_i	1,00	0,75	0,50	0,24	-0,01	-0,26
J_i	1,300	1,014	0,730	0,467	0,237	0,033
ϕ_i	85,1	66,3	47,8	30,6	15,5	0,00

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\phi_{\text{сп}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.1.

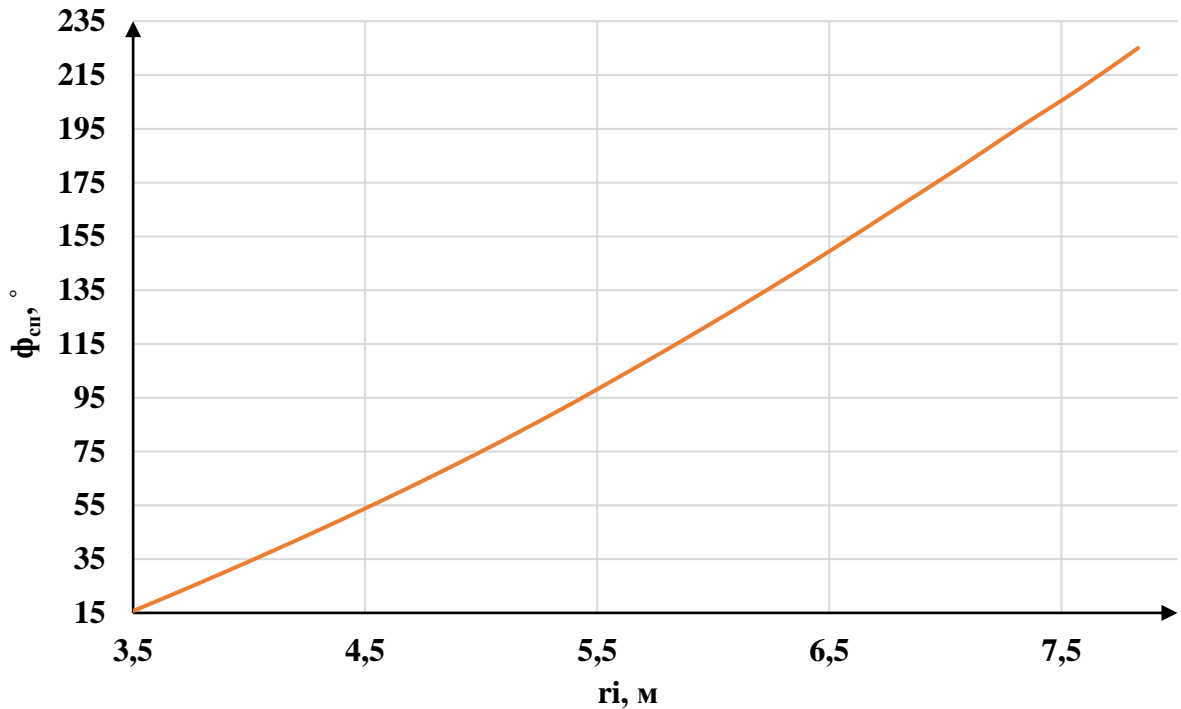


Рисунок 3.1 – Зависимость $\phi_{сп} = f(r_i)$

План спиральной камеры размещен на рисунке Б.7.

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчёт вала на прочность произведен с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.33)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 \div 35$ МПа (30 МПа).

$M_{кр}$ – крутящий момент:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N'_{агр}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 56333}{166,7} = 3,29 \text{ МПа}. \quad (3.34)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{3,29}{30} \right)^{0,33} = 0,826 \text{ м}.$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_B = 850$ мм.

3.5.2 Расчёт подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. В КП применяется подшипник на водяной смазке.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{\text{grp}}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{56333}{166,7 \cdot 4,5} = 60,08 \text{ кН.} \quad (3.35)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 0,765 м (на 15–20 мм больше D_B).

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_{\text{п}}} = \frac{60,08}{0,865 \cdot 0,4} = 178 \text{ кПа,} \quad (3.36)$$

где $h_{\text{п}}$ принято 400 мм, при $D_B \leq 800$ мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30} \quad (3.37)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30} = 29 \cdot 3,14 \cdot 166,7 \cdot \frac{0,865}{30} = 437,7 \text{ кПа.}$$

Условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ соблюдено.

Для сегментного подшипника число сегментов и высота сегментов равны соответственно: $Z_{\text{сегм}} = 8$, $h_{\text{п}} = 400$ мм.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)} = \frac{60,08}{1 + 2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 24,89 \text{ кН.} \quad (3.38)$$

где: $\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} \leq [p_{уд}],$$

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{п}}{z_{сегм}}, \text{ м.} \quad (3.40)$$

$$p_{уд} = \frac{R_1}{l_{сегм} \cdot h_n} = \frac{24,89}{0,306 \cdot 0,4} = 203,6 \text{ кПа.} \quad (3.41)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 3,14 \cdot 166,7 \cdot \frac{0,865}{30} = 754,23 \text{ кПа.} \quad (3.42)$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдено.

Был выбран сегментный подшипник, так как он более технологичный.

3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки

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

По монограмме [2, с. 144] подобран следующий тип маслонапорной установки: МНУ 6,3/1–40–8–2 (6,3 – объём гидроаккумулятора, 1 – количество сосудов, 40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см², 8 – вместительность сливного бака в м³, 2 – количество насосов).

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По таблице [6, с. 103] определён тип ЭГР. Так как турбина поворотной-лопастная, то выбирается ЭГР для гидроагрегата с двумя регулирующими органами. Выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГРК–100–4, где: 2 и 1 – управляющая колонка 2 и 1;

100 – диаметр главного золотника в мм;

4 – гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность расширения в дальнейшем.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «Ухта 220 кВ».

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов. Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, которые представлены на рисунке 4.1.

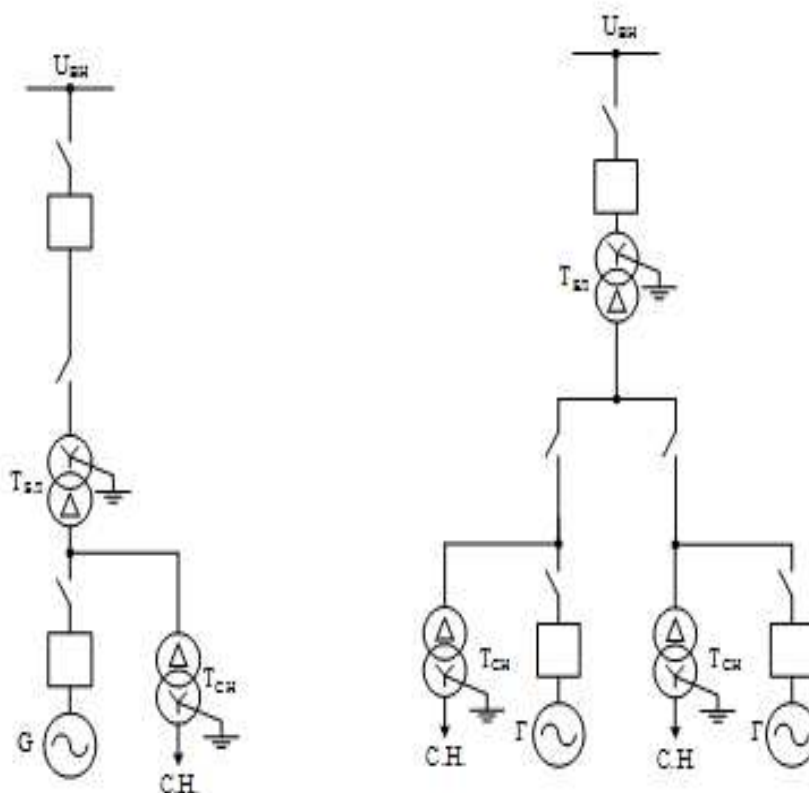


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным предварительно спроектирован синхронный генератор СВ–648/85–36. Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ–648/85–36

Номинальная мощность		$U_{\text{ном}}$, кВ	$\cos \varphi$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{ном}}$, МВА	$P_{\text{ном}}$, МВт				x''_d	x'_d	x_d
67	57	10,5	0,85	97,7	0,2	0,24	0,92

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд, которая составляет порядка 1% от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi}, \quad (4.1)$$

$$S_{\text{расч}} = \frac{57 - 57 \cdot 0,01}{0,85} = 64,29 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;

$P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности генератора, о.е.

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ–80000/220, трансформатор силовой масляный трёхфазный с принудительной циркуляцией воздуха и масла с ненаправленным потоком масла. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	U , кВ		$U_{\text{КЗ}}$, %	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{ХХ}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	11	280	60	0,6

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

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

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

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}}, \quad (4.3)$$

где μ – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

ω – параметр потока отказов блока, в нашем случае: $\omega = 0,025$ ед/год;

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число трансформаторов в блоке, $n_{\text{Т}} = 1$;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, МВт;

$t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течении года, ч.

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = 1 \cdot 60 \cdot 8729 = 523,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ТНОМ}}}\right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания трансформатора, МВт;
 n_T – число параллельно работающих трансформаторов;
 $S_{расч}$ – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд, МВА;
 $S_{Т ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;
 τ – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_H = \frac{280}{1} \cdot \left(\frac{64,3}{80}\right)^2 \cdot 2405 = 435,03 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\Pi} = \beta_1 \cdot \Delta W_{XX} + \beta_2 \cdot \Delta W_H, \quad (4.6)$$

где ΔW_{XX} – потери холостого хода, МВт · ч;
 ΔW_H – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;
 β_1, β_2 – стоимость потерь электрической энергии XX и нагрузочных потерь соответственно:

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\Pi \text{ одиноч}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 523,7 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 435,03 = 7,21 \text{ тыс руб}/\text{год}$$

Издержки для всей станции (4 одиночных блока):

$$I_{\Pi} = 3 \cdot I_{\Pi \text{ одиноч}}, \quad (4.7)$$

$$I_{\Pi} = 3 \cdot 7,21 = 21,65 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнённым блоком

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора:

$$S_{расч} = 2 \cdot \frac{P_{ном} - P_{с.н.}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{56,3 - 0,01 \cdot 56,3}{0,85} = 118,80 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

На данные мощность и напряжение подобран трансформатор завода «Тольяттинский трансформатор» типа ТДЦ–125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ–125000/220

$S_{\text{НОМ}}$, МВА	U , кВ		$U_{\text{КЗ}}$, %	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$I_{\text{ХХ}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	10,5	11	380	110	0,55

Далее производятся расчеты, аналогичные выбору трансформатора для схемы с одиночным блоком:

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

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

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = 1 \cdot 110 \cdot 8729 = 960,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{380}{1} \cdot \left(\frac{118,8}{125}\right)^2 \cdot 2405 = 825,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$I_{\text{П укрупн}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 960,1 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 825,6 = 13,2 \text{ тыс.} \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

Издержки для всей станции (2 укрупнённых):

$$I_{\text{П}} = 2 \cdot I_{\text{П укрупн.}} \tag{4.9}$$

$$I_{\Pi} = 2 \cdot 12,3 = 26,38 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки одиночных блоков.

4.2.4 Выбор трансформатор собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

В распределительных сетях СН и выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией, а также должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

Выбранный трансформатор собственных нужд обязан иметь РПН.

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{уст.ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = 0,01 \cdot \frac{169000}{0,85} = 1988 \text{ кВ} \cdot \text{А.} \quad (4.10)$$

Выбираем трансформатор ТСЗ–2000/10 производства «Чебоксарского Электрозавода». Паспортные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–2000/10

$S_{\text{НОМ}}, \text{кВА}$	$U_{\text{Н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{КЗ}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	
2000	10,5	6	6

4.3 Выбор количества отходящих ВЛ РУ ВН и марки проводов ВЛ

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi}, \quad (4.11)$$

$$S_{\Sigma} = \frac{169 - 0,01 \cdot 169}{0,85} = 197 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт.}$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (220кВ):

$$K = 1,2.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,8;$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{P_{уст} - P_{сн}}{K \cdot \frac{P_{нат.}}{\cos \varphi_c}} + 1, \quad (4.12)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{169 - 0,01 \cdot 169}{1,2 \cdot \frac{135}{0,85}} + 1 = 1,75 \approx 2.$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220}, \quad (4.13)$$

$$I_{раб} = \frac{197}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,258 \text{ кА.}$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{расч} = I_{раб} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_{\tau} \quad (4.14)$$

где α_I – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки, $\alpha_I = 1,05$;

α_{τ} – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации, $\alpha_{\tau} = 1$.

$$I_{расч} = 0,258 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,271 \text{ кА.}$$

Произведена проверка провода по нагреву. Предварительно выберем провод АС 240/32. Сравнивая длительно допустимый ток $I_{дд} = 610 \text{ А}$, с послеаварийным:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220}, \quad (4.15)$$

$$I_{п.ав} = \frac{197}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,517 \text{ кА.}$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}} \quad (4.16)$$

$$610 \text{ A} > 517 \text{ A}$$

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС240/32. Параметры провода АС240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0
1	0,118	0,435	$2,6 \cdot 10^{-6}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании ТЭР

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения.

Капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{ТСН}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} \quad (4.17)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (201,99 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 329,75 млн руб – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{\text{ТСН}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (9 млн руб);

$K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость КРУЭ (189 млн руб);

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 201,99 + 3 \cdot 9 + 6 \cdot 189 = 1,767 \text{ млрд. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 329,75 + 3 \cdot 9 + 5 \cdot 189 = 1,632 \text{ млрд. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i \quad (4.18)$$

где $E_H = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1,767 + 39,48 \cdot 10^{-6} \approx 0,265 \text{ млрд. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 1,632 + 32 \cdot 10^{-6} \approx 0,244 \text{ млрд. руб.}$$

Разница между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.19)$$

$$P = \frac{0,265 - 0,244}{0,265} \cdot 100\% \approx 8\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются незначительно. Следовательно, варианты экономически равноценны, и для эксплуатации будет применена схема с одиночными блоками.

Согласно СТО РусГидро – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

Станция имеет 3 генератора, значит правильнее будет выбрать схему с одиночными блоками, так как при выведении одного блока в аварийном режиме и при ремонтах станция продолжит снабжать электроэнергией потребителей, тем самым повышается надежность по сравнению со схемой с объединенным блоком. Таким образом, выбираем схему с одиночными блоками.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Согласно СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007–29.240.30.010–2008 – «Схема 13 (две рабочие системы шин) и схема 13Н с двумя рабочими и обходной системами сборных шин применяется на напряжении 110...220 кВ при числе присоединений от 5 до 15 при повышенных требованиях к надежности питания каждой ВЛ и при отсутствии возможности отключения всех присоединений секции (системы шин) на время ревизии и ремонта этой секции сборных шин.». Для данной проектируемой станции, исходя из количества присоединений (6) и требований к надёжности, манёвренности и экономичности, была выбрана схема №110–13 (две рабочие системы шин). Схема представлена на рисунке 4.2.

*Схема № 220-13
Две рабочие системы шин*

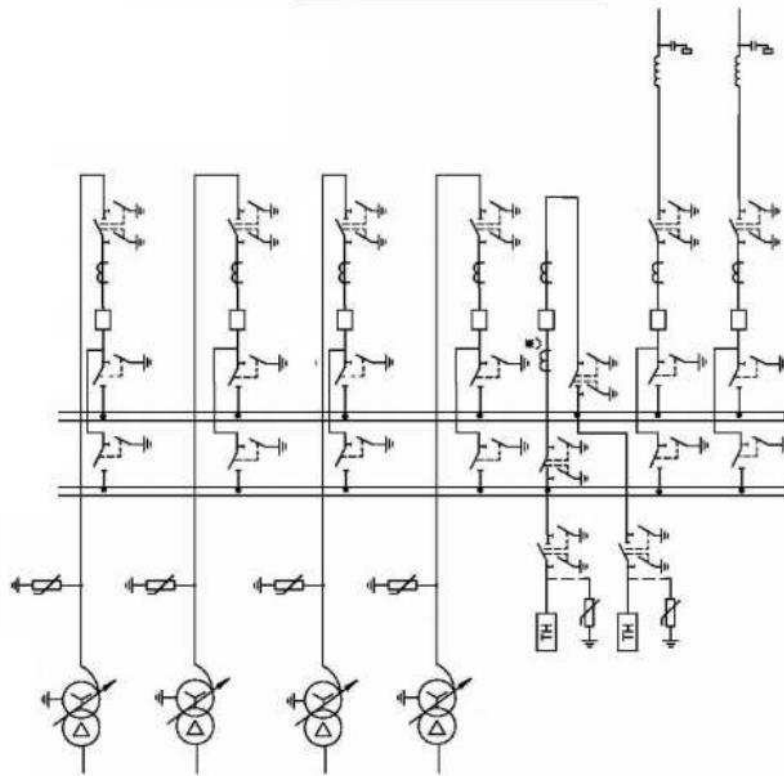


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ

4.6 Расчёт токов КЗ для выбора электрических аппаратов

4.6.1 Расчёт исходных данных

Параметры системы:

$$X_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}}, \quad (4.20)$$

$$X_C = \frac{230^2}{250} = 211 \text{ Ом.}$$

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_a'}, \quad (4.21)$$

$$R_C = \frac{211}{314 \cdot 0,035} = 19,25 \text{ Ом.}$$

Параметры генераторов:

$$E_{\Gamma} = E_{\Gamma}'' \cdot U_{НОМ.Г}, \quad (4.22)$$

$$E_{\Gamma} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ.}$$

$$X_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.23)$$

$$X_{\Gamma} = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{67} = 0,329 \text{ Ом.}$$

$$R_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}}, \quad (4.24)$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,33}{314 \cdot 0,04} = 0,023 \text{ Ом.}$$

Параметры блочных трансформаторов:

$$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к,}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.25)$$

$$X_{\text{T}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 76,87 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (4.26)$$

$$R_{\text{T}} = 0,31 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,84 \text{ Ом.}$$

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (4.27)$$

$$k_{\text{T}} = \frac{10,5}{242} = 0,043 \text{ о. е.}$$

Параметры линии:

$$X_{\text{Л}} = X_{0,\text{уд}} \cdot L, \quad (4.28)$$

$$X_{\text{Л}} = 0,405 \cdot 186 = 75,33 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{Л}} = R_{0,\text{уд}} \cdot L, \quad (4.29)$$

$$R_{\text{Л}} = 0,118 \cdot 186 = 21,95 \text{ Ом.}$$

4.6.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчёт токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

В ПВК RastrWin 3 создан файл динамики, занесены исходные данные для расчетной схемы и рассчитаны необходимые значения величин (рисунки 4.3–4.8).

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок - 1		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок - 2		11
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок - 3		11
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ		230
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		230

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тип0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Ktr/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Г1 - Блок - 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Г2 - Блок - 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Г3 - Блок - 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок - 1 - КРУЭ	2,84	76,87					0,043
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок - 2 - КРУЭ	2,84	76,87					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок - 3 - КРУЭ	2,84	76,87					0,043
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	21,95	75,33					
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	21,95	75,33					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	T1	d1	T2	d2	IO	dIO	Ta	da	Tb	db	Tc	dc
1		1			1	0,023	0,329	0,023	0,329	0,023	0,329	11,865				0,089	-87,876					0,089	-87,876	-0,089	-27,876	0,089	
2		2			2	0,023	0,329	0,023	0,329	0,023	0,329	11,865				0,089	-87,876					0,089	-87,876	-0,089	-27,876	0,089	
3		3			3	0,023	0,329	0,023	0,329	0,023	0,329	11,865				0,089	-87,876					0,089	-87,876	-0,089	-27,876	0,089	
4		4			8	19,254	211,600	19,254	211,600	19,254	211,600	230,000				0,529	-83,085					0,529	-83,085	-0,529	-23,085	0,529	

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1					20,8376	-86,01

Рисунок 4.6 – Результаты расчета 3ф КЗ на выходе генератора

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	1ф	7					3,3497	-87,50

Рисунок 4.7 – Результаты расчета 1ф КЗ на КРУЭ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	7					6,7137	-87,50

Рисунок 4.8 – Результаты расчета 3ф КЗ на КРУЭ

Таблица 4.6 – Результаты расчёта в точках КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	I_n , кА	$i_{уд}$, кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	20,83	50,57
	КРУЭ – 220 кВ	6,71	16,29
Однофазное КЗ	КРУЭ – 220 кВ	10,05	24,04

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I_n, \quad (4.30)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент генератора/РУ, соответственно $k_{уд} = 1,979$ для данной мощности и $k_{уд} = 1,717$ для класса напряжения 220кВ.

4.7 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требования термической стойкости аппаратов и проводников.

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

$$I_{Г,раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 1,05 \cdot \frac{67}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,868 \text{ кА}$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{Тр-ра} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном(-5\%)}} = \frac{67}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 0,95} = 0,388 \text{ кА}. \quad (4.32)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{197}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,258 \text{ кА}. \quad (4.33)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{раб.утяж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{197}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,516 \text{ кА}. \quad (4.34)$$

4.8 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

4.8.1 Выбор комплектного распределительного устройства на генераторное напряжение 10,5 кВ

Генераторные КРУ позволяют обеспечить высочайший уровень безопасности и соответствия необходимым требованиям надёжности.

Распределительная установка среднего напряжения, компании ООО «Сименс», NXAIR до 17,5 кВ, 50 кА сконструирована по принципу сменных модулей и оптимально подходит для применения с генераторами на небольших промышленных электростанциях мощностью до 65 МВт.

Благодаря классификации стойкости к паразитной дуге IAC A FLR 50 кА, 1 с, NXAIR гарантирует максимальную защиту персонала, а благодаря категории эксплуатационной готовности LSC 2B и классу ограничения распространения дуги PM – максимальную безотказность в работе и надёжность.

NXAIR можно оснастить автоматическими выключателями генератора, прошедшими испытание в соответствии с требованиями стандартов IEEE C37.013 и IEEE/IEC 62271-37-013. Это позволяет комбинированное использование одной распределительной установки для генераторов и собственного энергопотребления, что, в свою очередь, повышает компактность, уменьшает количество разъемов и увеличивает рентабельность.

Данный выбор был сделан, исходя из требований к коммутационной способности, компактности, доступности, и повсеместной модернизации ГЭС по всей стране, чтобы соответствовать вышеперечисленным требованиям.

Параметры генераторной распределительной установки NXAIR представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Параметры и проверка генераторной распределительной установки NXAIR

Параметры	Данные по каталогу	Расчётные данные
Диапазон применения	10 МВт – 65 МВт	57 МВт
Расчётное напряжение	до 17,5 кВ	10,5 кВ
Сила рабочего тока	до 4000 А	3868 А
Продолжительность расчётного кратковременного тока	до 50 кА/3с	20,83 кА
Расчётный импульсный ток	до 125 кА	50,57 кА
Классификация стойкости к паразитной дуге	дугостойкость IAC A FLR, 50 кА/1 сек.	
Класс защиты	IP3XD	
Категория эксплуатационной готовности	LSC 2B	
Установка	внутри помещений	
Способ подключения	кабель, канал для шинпровода	
Направление подключений: спереди/сзади	•	
Направление подключений:верху/внизу	•	
Направление подключений: сбоку		
Ответвление для собственного энергопотребления	•	
Возбуждающее ответвление, пусковой выключатель		
Установка с несколькими генераторами	•	

4.8.2 Выбор разъединителей на генераторное напряжение 10,5 кВ

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}};$$

$$I_{\text{г.раб.мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

$$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ном}}.$$

Выбран разъединитель типа РВРЗ–10/4000 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО», параметры представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Параметры и проверка разъединителя РВРЗ–10/4000 МУЗ

Расчётные данные	Каталожные данные
	Разъединитель РВРЗ–10/4000 МУЗ
$U_{\text{сети}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб.мах}} = 3868 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 20,83 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 50,57 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 20,83 \cdot (0,1 + 0,045) =$ $= 34,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.8.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

При выборе трансформаторов тока необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \tag{4.35}$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 10,5 \text{ кВ}.$$

Условие выполняется.

2. По длительному току:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}; \tag{4.36}$$

$$3,87 \text{ кА} \leq 4,00 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, i_y \leq i_{\text{дин}}; \quad (4.38)$$

$$20,83 \text{ кА} \leq 140 \text{ кА}, 50,57 \text{ кА} \leq 140 \text{ кА}.$$

Условие выполняется.

4. На термическую стойкость:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (4.39)$$

$$B_{\text{к}} = 20,83^2 \cdot (0,1 + 0,045) \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} \leq 140,0 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

$$62,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 140,00 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие выполняется.

5. По нагрузке:

$$Z \leq Z_{\text{ном}}, Z \approx R_{\text{приборов}} + R_{\text{проводов}} + R_{\text{контактов}}; \quad (4.40)$$

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ОАО ВО «Свердловский завод», был выбран трансформатор тока ТШЛ–10–2 4000/5. Параметры трансформатора тока ТШЛ–10–2 4000/5 приведены в таблицах 4.9 и 4.10.

Таблица 4.9 – Расчётные и каталожные данные трансформатора тока ТШЛ–10–2 4000/5

№	Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Условие
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	+
2	3,87 кА	4,00 кА	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}} (I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}})$	+
3	20,83 кА; 50,57 кА	140 кА;	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}, i_y \leq i_{\text{дин}}$	+
4	$62,91 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$140 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = I_{\text{н,о}}^2 \cdot (t_{\text{отк.}} + T_{\text{а,г}}) \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	+

Таблица 4.10 – Параметры трансформатора тока ТШЛ–10–2 4000/5

Наименование параметра		Норма
1.	Номинальное напряжение, кВ	10,0
2.	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,0
3.	Номинальный первичный ток, А	4000,0
4.	Номинальный вторичный ток, А	1,0
5.	Номинальная частота, Гц	50
6.	Число вторичных обмоток, n	до 5
7.	Ном. вторичные нагрузки с $\cos\varphi_2 = 0,8$: – обмотки для измерения, В · А – обмотки для защиты, В · А	5 или 10 15
8.	Класс точности: – обмотки для измерений – обмотки для защиты	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5 5P или 10P
9.	Номинальная предельная кратность $K_{ном}$ вторичной обмотки для защиты	не менее 10
10.	Номинальный коэффициент безопасности приборов $KB_{ном}$ обмотки для измерений	не более 10
11.	Трёхсекундный ток термической стойкости, кА на номинальный ток 3000,0 А	140

При выборе трансформаторов напряжения необходимо соблюдать следующие условия:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.41)$$

$$10,5 \text{ кВ} \leq 10,5 \text{ кВ.}$$

Условие выполняется.

2. По типам подключаемых приборов.

Условие выполняется.

3. По вторичной нагрузке (S).

Условие выполняется.

Используя каталог производителя ООО ВО «Энергооборудование», был выбран трансформатор напряжения НТМИ–10.

Параметры трансформатора напряжения НТМИ–10 приведены в таблице 4.11 и 4.12.

Таблица 4.11 – Расчётные и каталожные данные трансформатора напряжения НТМИ–10

№	Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора	Примечание
		Трансформатор напряжения НТМИ–10		
1	10,5 кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	Условие выполняется
2	–	–	–	Условие выполняется
3	–	–	–	Условие выполняется

Таблица 4.12 – Параметры трансформатора напряжения НТМИ–10

Наименование параметра	Норма
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	10,0
Номинальное напряжение вторичной обмотки, В	100,0
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки	0,5
Ток холостого хода, А	0,163
Схема и группа соединения обмоток	$Y_H/Y_H/\Pi - 0$
Климатическое исполнение (диапазон рабочих температур) и категория размещения	УЗ
Габаритные размеры, мм	$d495 \cdot 486$
Вес, кг	85

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливают со стороны низшего напряжения ОПН–П1–10УХЛ фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.8.4 Выбор синхронизаторов и анализаторов сети

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ–ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС–МЗ. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС–МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°С; верхнее предельное значение температуры 55°С; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°С). АС–МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ–1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109–97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – 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–МЗ	RS485	0,5	10

4.9 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF₆) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для установки выбрана ячейка КРУЭ ЯГГ–220 производства «Электроаппарат».

КРУЭ серии ЯГГ–220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

Технические характеристики указаны в таблице 4.14.

Таблица 4.14– Технические характеристики ячейки КРУЭ

Номинальное напряжение, кВ	U_{ном} = 220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	I _д = 1255
Ток термической стойкости, кА	I _т = 50
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	440
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	900
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,25s
Для измерений	0,5s
Для защиты	10p
Параметры трансформаторов напряжения	
Для учета	0,2s
Для измерений	0,5s
Для защиты	3p
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000

5 Микропроцессорные электрические защиты гидрогенератора

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Силовое электрооборудование проектируемой ГЭС сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики.

Технические данные защищаемого оборудования представлены в таблицах 5.1–5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ–648/85–36
Мощность номинальная	полная	67 МВА
	активная	56,3 МВт
Номинальное напряжение		10,5 кВ
Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,85
Частота вращения		166,7 об/мин
Номинальный ток статора		3684 А
Индуктивное сопротивление, о.е	синхронное x_d	0,92
	переходное x_d'	0,24
	сверхпереходное x_d''	0,2
Система возбуждения	самовозбуждение	
Ток ротора	890 А	
Напряжение ротора	200 В	

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ 80000/220–У1

Тип	ТДЦ 80000/220–У1
Полная мощность номинальная	80 МВА
Номинальное напряжение	242/10,5 кВ
Напряжение короткого замыкания	11 %
Мощность короткого замыкания	315 кВт
Мощность холостого хода	30 кВт
Ток холостого хода	0,3%

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд

Тип	ТСЗ–2000/10
Мощность номинальная, кВА	2000
Номинальное напряжение, кВ	10,5
Напряжение короткого замыкания, %	6,4
Мощность короткого замыкания, кВт	21
Мощность холостого хода, кВт	4,1

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–648/85–36 – 67 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, контроль длительности 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 ТДЦ 80000/220–У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);

- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;

- Резервная максимальная токовая защита;

- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;

- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

- Защита от перегрева трансформатора.

Защиты воздушных линий 220 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 220 кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ).

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.

5.3 Расчёт номинальных токов, выбор системы возбуждения и выпрямительного трансформатора

Определим номинальные токи на генераторном напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = I_{\Gamma}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.1)$$

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{67 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,68 \text{ кА.}$$

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

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = I_{\Gamma}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}, \quad (5.2)$$

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{3684 \cdot 1}{4000/5} = 4,61 \text{ А.}$$

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

$$1,1I_f = 1,1 \cdot 890 = 979 \text{ А.} \quad (5.3)$$

выбираем систему возбуждения:

Таблица 5.4 – Данные системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длит/форс), А	Напряжение (длит/форс), В
СТС–210–1045–2,5 ТВ4	1045/1900	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	839	10,5	475	600	1250

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

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

где I_{ϕ} – ток форсировки, равный 1900 А;

$k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, 0,816;

$I_{\text{н ТЕ}}$ – номинальный ток, протекающий через выпрямительный трансформатор, 1020 А;

$$k_{\text{пер}} = \frac{1900 \cdot 0,816}{1020} = 1,52;$$

По данным ГОСТ допустимая перегрузочная способность при 52 % составляет около 18 минут, при этом длительно допустимый режим генератора при перегрузке составляет 120 сек, таким образом выбранный трансформатор способен выдержать перегрузку до срабатывания защит генератора.

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{н ТЕ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{Т ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (5.5)$$

$$I_{\text{н ТЕ}}^{(1)} = \frac{839}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46,1 \text{ А};$$

Базовый ток для цепи с выпрямительным трансформатором:

$$I_{\text{баз.н ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{н ТЕ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (5.6)$$

$$I_{\text{баз.н ТЕ}}^{(2)} = \frac{46,1}{200/5} = 1,15 \text{ А};$$

Базовый ток для цепи ротора:

$$I_{\text{баз.вн ТЕР}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ Р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}}; \quad (5.7)$$

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

$I_{\text{НОМ Р}}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 890 А;

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

$k_{\text{ТП}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного тр–а, 10,5/0,6;

$$I_{\text{баз.вн ТЕР}}^{(2)} = \frac{890 \cdot 0,816}{\frac{200}{5} \cdot \frac{10,5}{0,6}} = 1,04 \text{ А};$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Расчёт уставок МТЗ и ТО преобразовательного трансформатора

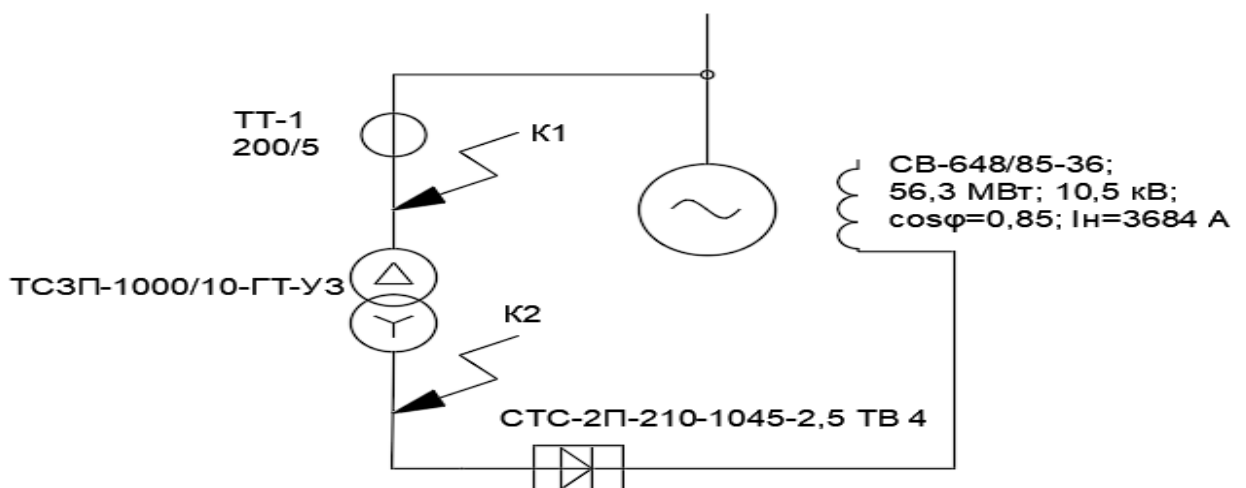


Рисунок 5.1 – Схема для расчета защит преобразовательного трансформатора

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

$$I''^{(3)}_{(К1)} = \frac{E_{Г''}}{x_{d''}} \cdot I_{Г \text{ ном}}; \quad (5.8)$$

$$I''^{(3)}_{(К1)} = \frac{1,08}{0,2} \cdot 3684 = 19894 \text{ А};$$

Ток двухфазного КЗ в точке К1 на холостом ходу генератора:

$$I''^{(2)}_{(K1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''^{(3)}_{(K1)}; \quad (5.9)$$

$$I''^{(2)}_{(K1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19894 = 17229 \text{ A};$$

Максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором (точка К2), протекающего по стороне генераторного напряжения:

$$I''^{(3)}_{(K2)} = \frac{I_{HTE}^{(1)}}{u_{K\%}} \cdot 100\%; \quad (5.10)$$

$$I''^{(3)}_{(K2)} = \frac{46,1}{5,5} \cdot 100\% = 836 \text{ A};$$

$$I''^{(2)}_{(K2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I''^{(3)}_{(K2)}; \quad (5.11)$$

$$I''^{(2)}_{(K2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 836 = 724 \text{ A};$$

Уставка МТЗ по току отстраивается от максимального значения тока форсировки возбуждения, которое равно 2,5. 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:

$$I_{MT3 \text{ мин}} = \frac{k_H \cdot k_\phi \cdot k_{CX} \cdot I_{ТВ \text{ ном}}}{k_B \cdot k_{ТТ} \cdot k_{ТП}}; \quad (5.12)$$

где k_H – коэффициент надежности, 1,2;

k_ϕ – коэффициент форсировки, 2,5;

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

$I_{ТВ \text{ ном}}$ – номинальное значение выпрямленного тока тиристорного возбудителя (паспортное значение), 890 А;

k_B – минимально допустимое значение коэффициента возврата токового реле, 0,8;

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

$k_{ТП}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,6;

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,816 \cdot 890}{0,8 \cdot \frac{200 \cdot 10,5}{5} \cdot 0,6} = 3,78 \text{ А};$$

Далее приводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{МТЗ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ}}}{I_{\text{баз.н TE}}^{(2)}}; \quad (5.13)$$

$$I_{\text{МТЗ}}^{(2)} = \frac{3,78}{1,15} = 3,29 \text{ о. е.};$$

Таким образом принимаем уставку срабатывания МТЗ 3,29 А. Определяем чувствительность защиты, коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч МТЗ}} = \frac{I''^{(2)}_{(K2)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{МТЗ}}^{(2)}}; \quad (5.14)$$

$$k_{\text{ч МТЗ}} = \frac{724}{\frac{200}{5} \cdot 3,78} = 4,8 \geq 2;$$

В 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:

$$I_{\text{ТО}} = \frac{k_{\mu} \cdot I''^{(3)}_{(K2)}}{k_{\text{тт}}}; \quad (5.15)$$

$$I_{\text{ТО}} = \frac{1,4 \cdot 836}{200/5} = 29,33 \text{ А};$$

Определяется максимальное значение тока намагничивания:

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot I_{\text{н TE}}^{(1)}}{k_{\text{тт}}}; \quad (5.16)$$

$$I_{\text{МГ}} = \frac{5 \cdot 46,1}{200/5} = 5,76 \text{ А};$$

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

Далее приводим его в относительные единицы:

$$I_{\text{ТО}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ТО}}}{I_{\text{баз.н TE}}^{(2)}}; \quad (5.17)$$

$$I_{\text{ТО}}^{(2)} = \frac{29,33}{1,15} = 25,5 \text{ о. е.};$$

Таким образом принимаем уставку срабатывания ТО 25,5 А.

Определяем коэффициент чувствительности ТО:

$$k_{\text{ч ТО}} = \frac{I''^{(2)}_{(к1)}}{k_{\text{тт}} \cdot I_{\text{ТО}}}; \quad (5.18)$$

$$k_{\text{ч ТО}} = \frac{17229}{200/5 \cdot 29,33} = 14,69 \geq 2;$$

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: $I_{\text{НОМ}} = 3684 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{тт}} = 4000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}}; \quad (5.19)$$

где $K_{\text{одн}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3684 = 184,2 \text{ А};$$

Уставка выбирается из условия:

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

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

$$I_{\text{CP.0}} \geq K_{\text{H}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot I_{\text{H}} = 0,1 \cdot 3684 = 368,4 \text{ A};$$

Принимаем уставку:

$$I_{\text{CP.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{H}} = 0,15 \cdot 3684 = 552,6 \text{ A};$$

Сравним полученную уставку тока срабатывания по второму условию с током трёхфазного короткого замыкания в точке K_2 :

$$I_{\text{CP.0}} \geq I_{K_2}^{(3)} \quad (5.21)$$

$$552,6 \leq 836 \text{ A}$$

Работа дифференциальной защиты с данной уставкой будет выполнять неселективное отключение. Выбираем уставку начального тока срабатывания дифференциальной защиты по условию 2 с коэффициентом запаса, обусловленным полной погрешностью ТТ – 10%:

$$I_{K_2}^{(3)} \cdot 1,1 \quad (5.22)$$

$$836 \cdot 1,1 = 920 \text{ A}$$

Определим уставку тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{*\text{CP}} = I_{K_2}^{(3) \text{ o.e.}} = \frac{I_{K_2}^{(3)}}{I_{\text{НОМ}}} \quad (5.23)$$

$$I_{*\text{CP}} = I_{K_2}^{(3) \text{ o.e.}} = \frac{920}{3684} = 0,25 \text{ o. e.}$$

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:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}; \quad (5.24)$$

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

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

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

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_f''}{x_d''} \cdot I_H; \quad (5.25)$$

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{1,13}{0,2} \cdot 3684 = 20815 \text{ А};$$

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 20815 = 2082 \text{ А};$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T}; \quad (5.26)$$

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ(max)}} * (I_{\text{СКВ(max)}} - I_{\text{НБ(КЗ)}}) * \cos \alpha} \quad (5.27)$$

$$I_T = \sqrt{20815 * (20815 - 2082) * \cos 15^\circ} = 19407 \text{ А};$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T – тормозной ток ;

$I_{\text{СКВ(max)}}$ – максимальный сквозной ток, равен току трехфазного КЗ на выводах генератора.

α – угол между векторами токов плеч защиты; в проектных расчётах может быть принят равным от 10° до 20° ;

$$K_T > \frac{2082 \cdot 2}{19407} = 0,21;$$

Принимаем уставку

$$K_T = 0,5.$$

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T}; \quad (5.28)$$

$$I_{\text{НТ}} = \frac{0,25}{0,5} = 0,5;$$

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

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T}; \quad (5.29)$$

$$B \geq \frac{0,25}{0,5} = 0,5;$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 2.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

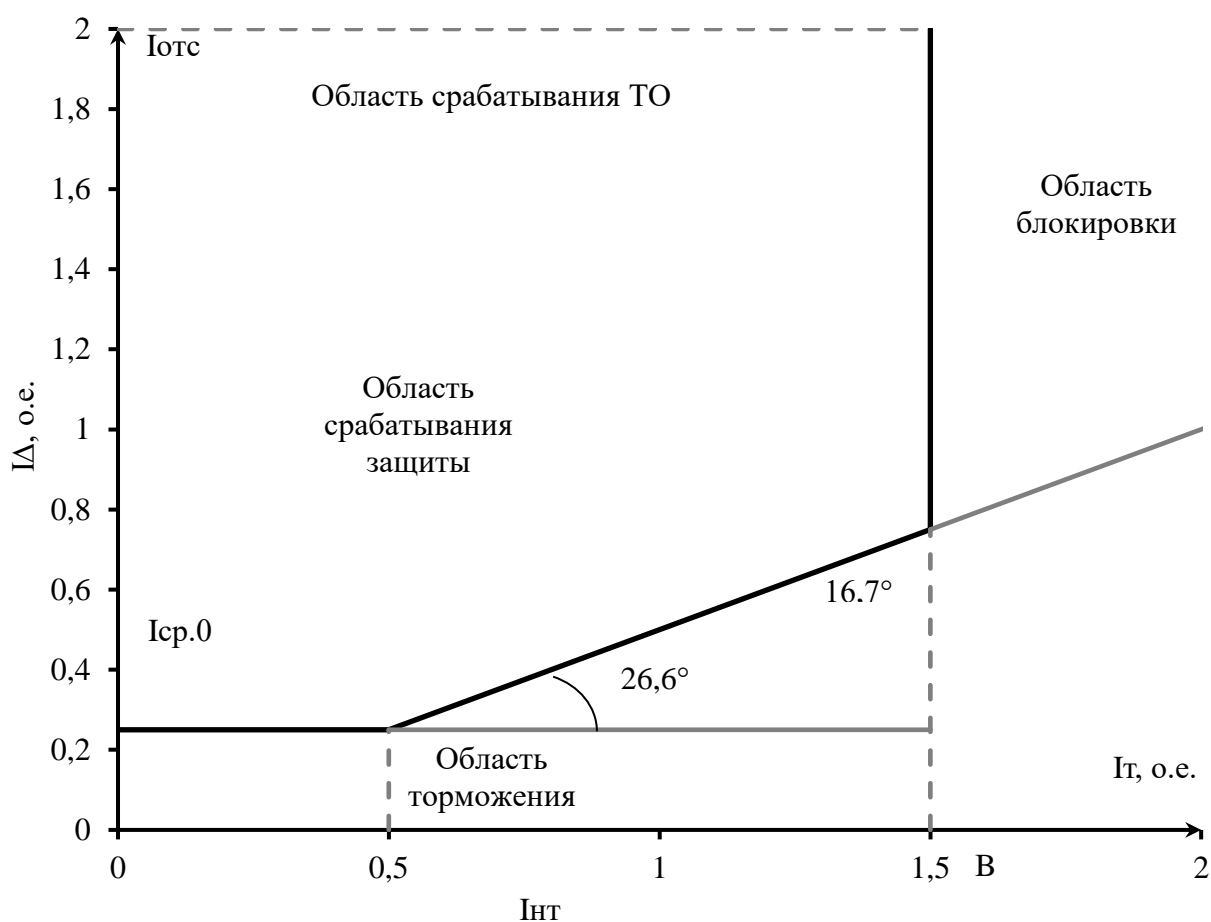


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

Принимаем уставку:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 3684 = 22104 \text{ А.}$$

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

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 (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 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 2.2.

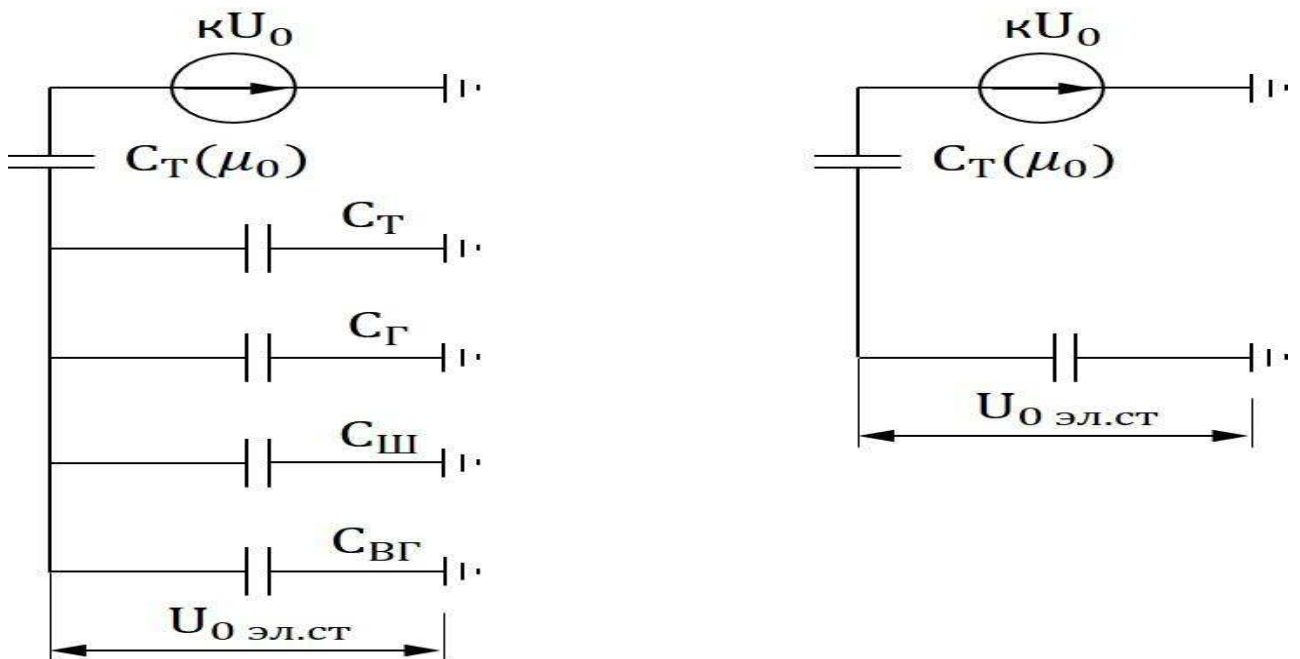


Рисунок 5.3 – Схема замещения для определения напряжения $U_0 \text{ эл.ст.}$

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C_{ВГ}; \quad (5.29)$$

где C_G – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю.

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю.

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

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

$$C_{\Sigma} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}};$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}; \quad (5.30)$$

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

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

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}}; \quad (5.31)$$

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ};$$

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

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma}; \quad (5.32)$$

$$I_C = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,5 \text{ А};$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}}; \quad (5.33)$$

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

$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} \cdot 286 = 7,45 \text{ В};$$

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 6,0 с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5 с 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}; \tag{5.34}$$

$$X = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,312;$$

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

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}}; \tag{5.35}$$

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В};$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}}; \quad (5.36)$$

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В};$$

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

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

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

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок. 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.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_2^* :

$$I_2^* = \frac{I_2}{I_r^{(1)}}; \quad (5.37)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_r^{(1)}$ – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{(I_2^*)^2}, \quad (5.38)$$

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:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(1)}; \quad (5.39)$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot 3684 = 257,88 \text{ А.}$$

Уставка сигнального органа приведённая к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{I_{2\text{СИГН}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (5.40)$$

$$I_{2\text{СИГН}}^{(2)} = \frac{257,88}{4000/5} = 0,32 \text{ А.}$$

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 $I_{*2} = 0,14 \text{ о. е.}$ – сделаем расчет допустимой длительности несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 :

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

Уставку пускового органа выбираем по условию надёжного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}}$:

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{I_2^*}{K_{\text{Н}}}, \quad (5.41)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,2$ – коэффициент надёжности.

$$I_{2\text{ПУСК}}^* = \frac{0,14}{1,2} = 0,12 \text{ о. е.}$$

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:

$$t_{\text{max}} = \frac{A}{(I_{2\text{ПУСК}}^*)^2}; \quad (5.42)$$

$$t_{max} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2083 \text{ с.}$$

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

$$t_{min} = 0,5 \text{ с};$$

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

$$t_{CP} = \frac{A}{(I_2^*)^2}; \quad (5.43)$$

$$A = 30 = (I_2^*)^2 \cdot t_{CP}. \quad (5.44)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

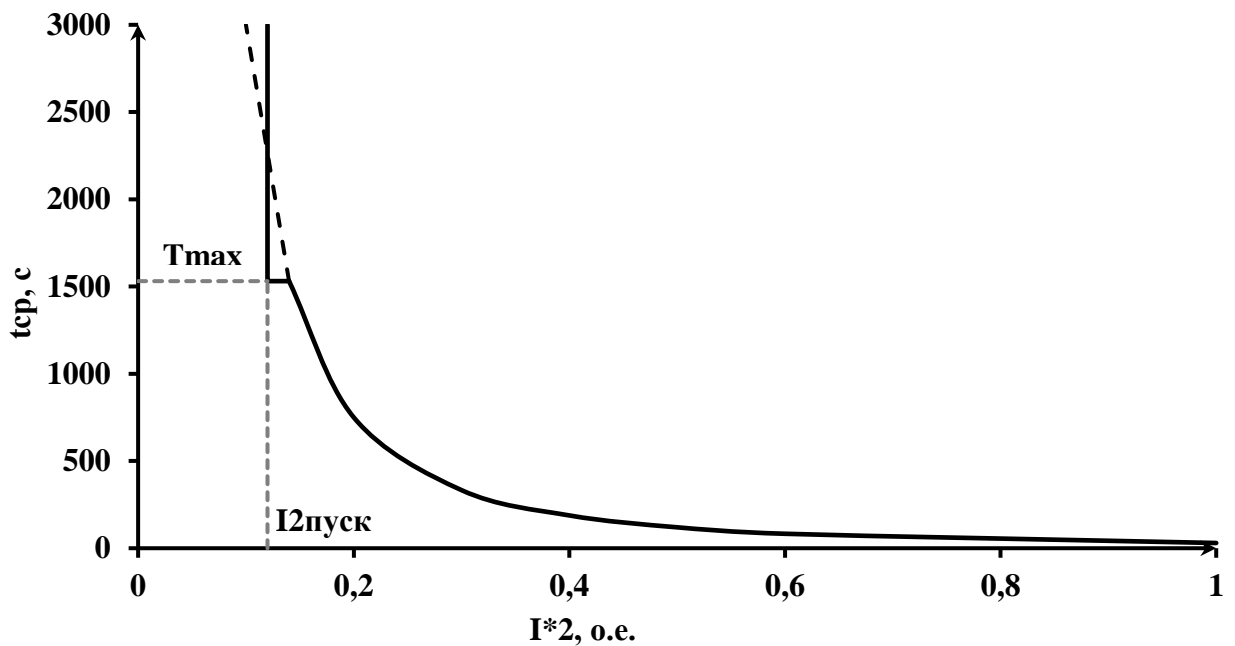


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 0,5$ с, $t_{\text{макс.}} = 1531$ с. Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($T_{\text{охл}}$). Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя

$$T_{\text{охл}} = \frac{A}{(I_{2\text{ дл. доп.}}^*)^2}, \quad (5.45)$$

где $I_{2\text{ дл. доп.}}^*$ – длительно допустимый ток обратной последовательности, о.е., ($I_{2\text{ дл. доп.}}^* = I_2^* = 0,14$ о.е.).

В нашем случае уставка времени полного охлаждения будет равна 1531 сек.

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 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2С.З.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{Ч}}}; \quad (5.46)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА};$$

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

$$U_{\text{баз2}} = 230 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз1}}}; \quad (5.47)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5498 \text{ А};$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3}U_{\text{баз2}}}; \quad (5.48)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251 \text{ А};$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = X_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}; \quad (5.49)$$

$$X_{\text{ген.баз.}}^* = 0,2 \cdot \frac{230^2}{67} \cdot \frac{100}{230^2} = 0,3 \text{ о. е.};$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}; \quad (5.50)$$

$$X_{\text{тр-ра.баз.}}^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{230^2}{80} \cdot \frac{100}{230^2} = 0,131 \text{ о. е.};$$

$$X_{2.баз.}^* = X_2 \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} \cdot \frac{S_б}{U_б^2}; \quad (5.51)$$

$$X_{2.баз.}^* = 0,222 \cdot \frac{230^2}{67} \cdot \frac{100}{230^2} = 0,33 \text{ о. е.};$$

$$I_{кз.}^{*(3)} = \frac{E^*}{X_{ген.баз.}^* + X_{тр-ра.баз.}^*}; \quad (5.52)$$

$$I_{кз.}^{*(3)} = \frac{1}{0,3+0,131} = 2,32 \text{ о. е.};$$

$$I_{2.кз.}^{*(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot I_{кз.}^{*(3)}; \quad (5.53)$$

$$I_{2.кз.}^{*(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \cdot 2,32 = 1,16 \text{ о. е.};$$

Переведем в именованные единицы:

$$I_{2.нн}^{*(2)} = I_{2.кз.}^{*(2)} \cdot I_{баз1}; \quad (5.54)$$

$$I_{2.нн}^{*(2)} = 1,16 \cdot 5498 = 6378 \text{ А};$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2.МИН}^{(2)} = \frac{I_{2.нн}^{*(2)}}{k_{тт}}; \quad (5.55)$$

$$I_{2.МИН}^{(2)} = \frac{6378}{\frac{4000}{5}} = 7,98 \text{ А};$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{7,98}{1,3} = 6,14 \text{ А};$$

В соответствии с указаниями завода–изготовителя принимаем уставку отсечки из диапазона $0,5 - 0,8 I_{НОМ.ген.}$. При этом коэффициент чувствительности $K_{ч} > 1,3$. Принимаем уставку $0,8 \cdot I_{НОМ.ген.}$

В относительных единицах:

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot I_{баз}; \quad (5.56)$$

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot 6,14 = 4,91 \text{ А}$$

Тогда:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_2^{(2)}}{I_{2 \text{ с.з.}}};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,98}{4,91} = 1,63;$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2 \text{ с.з.}} = 6,14$.

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 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение поле

5.4.6 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Базовый ток:

$$I_{\text{нг баз}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}}; \quad (5.57)$$

$$I_{\text{нг баз}}^{(2)} = \frac{3684 \cdot 1}{4000/5} = 4,61 \text{ А};$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нг}}^{(2)}}{K_{\text{в}}}; \quad (5.58)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 6$ с.

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НГ}}^{(2)}}{0,98} = 1,07 \cdot 4,61 = 4,93 \text{ А};$$

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:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98}; \quad (5.59)$$

$$I_{1\text{ПУСК}} = 1,1 \cdot 4,61 = 5,07 \text{ А};$$

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 2.2:

Таблица 5.7 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Наименование	Данные								
	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$									
Длительность перегрузки (с)	3600	1200	450	340	280	160	80	5	5

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.7.

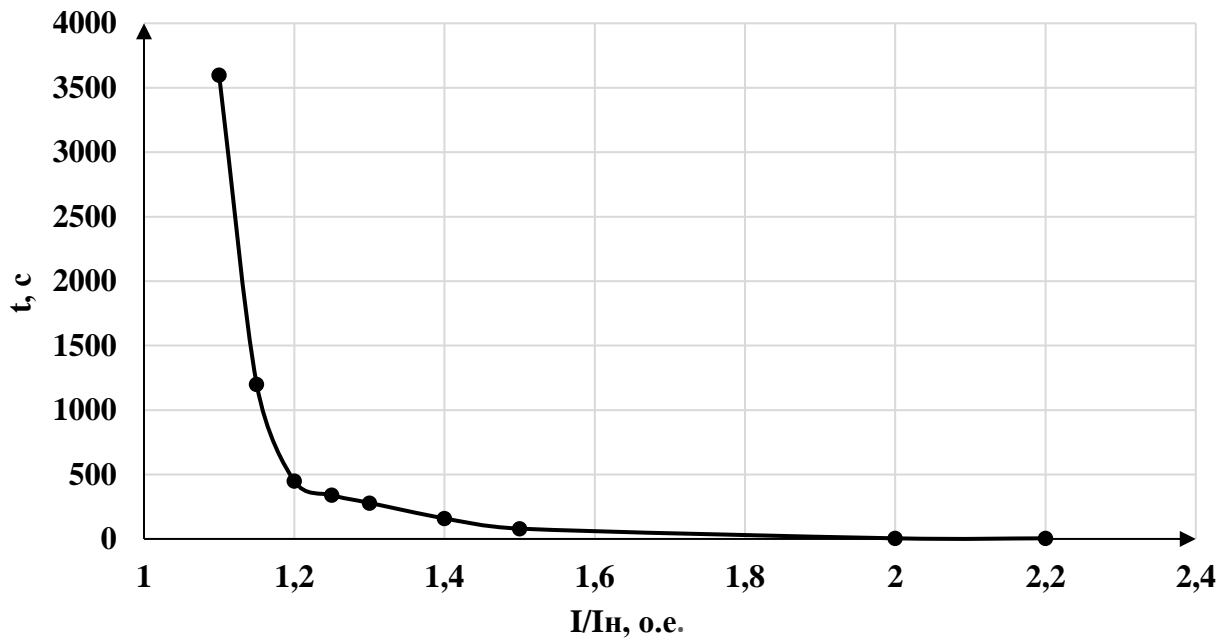


Рисунок 2.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок I_1

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 отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{\text{НОМ}}; \quad (5.60)$$

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,2 \cdot 4,61}{0,98} = 5,64 \text{ А};$$

В относительных единицах:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1,2 I_{\text{НГ}}^{(2)}}{I_{\text{НГ баз}}^{(2)}} = 1,22 \text{ о. е.};$$

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

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}}; \quad (5.61)$$

$$U_{\text{СР}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105,0} = 66,02 \text{ В};$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Ильчевской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л}; \quad (5.62)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии, отходящей от генератора.

$$Z'_{1Л} = \sqrt{r_L^2 + x_L^2} = \sqrt{9,2^2 + 33,93^2} = 35,16 \text{ Ом};$$

$$r_L^2 = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 78 = 9,2 \text{ Ом};$$

$$x_L^2 = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 78 = 33,93 \text{ Ом};$$

$$Z_T = \frac{\frac{10,50 \cdot 242^2}{100}}{80} = 80,53 \text{ Ом};$$

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot 80,53 + \frac{0,8}{2} \cdot 35,16 = 78,49 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{67}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{67}{242^2} \cdot 35,16 = 0,09 \text{ о.е.};$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6; \quad (5.63)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{67} = 1,65$.

$$Z_1 = 0,09 \cdot 1,65 = 0,149 \text{ Ом};$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}}; \quad (5.64)$$

$$Z_{1\text{СЗ}} = 0,149 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 1,14;$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,14 \text{ Ом}$.

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.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 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:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}}; \quad (5.65)$$

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

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3684} = 1,65 \text{ Ом};$$

Сопротивление нагрузки во вторичных омах:

$$Z_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \cdot \frac{n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}}; \quad (5.66)$$

$$Z_{\text{НАГР}} = 1,65 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 12,57 \text{ Ом};$$

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

Кратность форсировки так указана в паспортных данных, далее форсированный ток будет приниматься согласно паспортным данным:

$$I_{\Phi} = 2,5 \text{ о. е.}$$

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}}; \quad (5.67)$$

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}}; \quad (5.68)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358;$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69,02^{\circ}$.
Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{2 \text{ СЗ}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}}; \quad (5.69)$$

$$Z_{2 \text{ СЗ}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}$$

$$Z_{2 \text{ СЗ}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}}; \quad (5.70)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{67} = 0,58 \text{ Ом.}$$

Значение уставки составит:

$$Z_{2 \text{ СЗ}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}}; \quad (5.71)$$

$$Z_{2\text{сз}} = \frac{0,58 \cdot 4000/5}{10500/100} = 4,42 \text{ Ом}$$

Принимаем уставку $Z_2 = 4,42 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{см1}} = 0,23 \text{ Ом}$, $Z_{\text{см2}} = 0,88 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7 с на отключение ШСВ, с выдержкой времени 7,5 с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

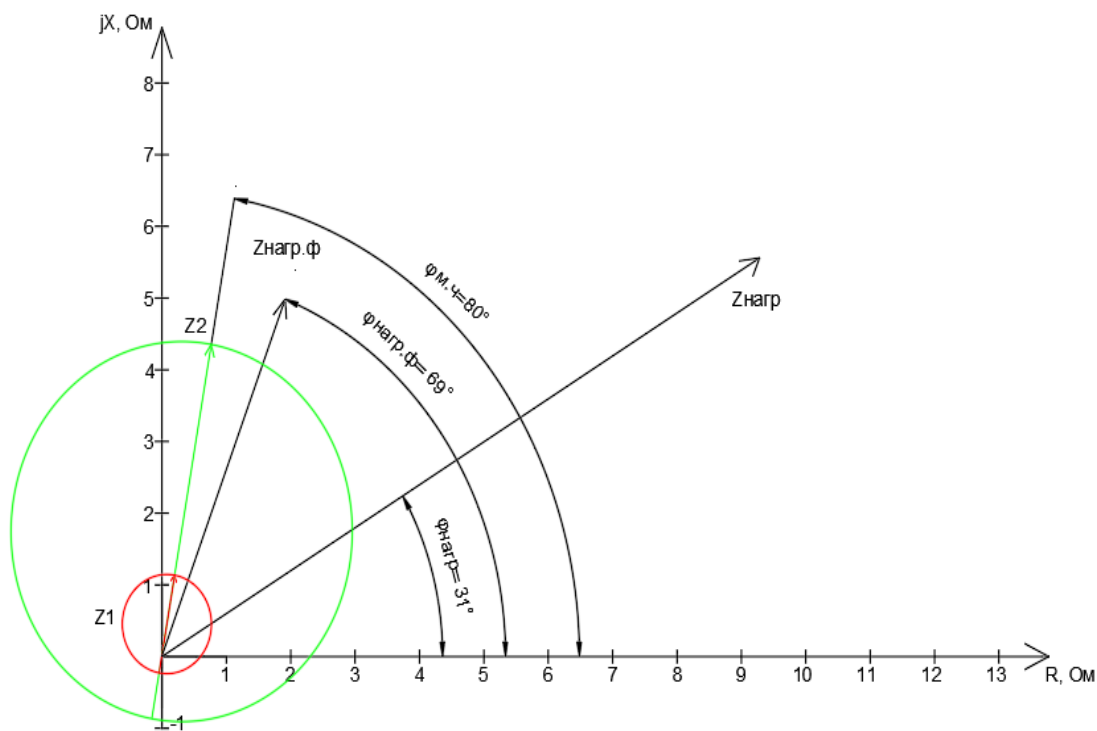


Рисунок 5.6 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.8 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.

Ток ротора:

$$I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ Р}} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТП}}}; \quad (5.72)$$

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

$I_{\text{НОМ Р}}$ – номинальный ток ротора, паспортное значение, 890 А;

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

$k_{\text{ТП}}$ – коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора, 10,5/0,655;

$$I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)} = \frac{890 \cdot 0,816}{\frac{400}{5} \cdot \frac{10,5}{0,6}} = 1,04 \text{ А};$$

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{Р СИГН.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}; \quad (5.73)$$

$$I_{\text{Р СИГН.}} = \frac{1,05 \cdot 1,04}{0,98} = 1,11 \text{ А};$$

В относительны единицах:

$$I_{\text{Р СИГН.}} = \frac{1,07 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{I_{\text{Баз.ВН ТЕР}}^{(2)}} = 1,07 \text{ о. е.};$$

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

$$I_{\text{Р ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}; \quad (5.74)$$

$$I_{\text{Р ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot 1,14}{0,98} = 1,26 \text{ А};$$

В относительных единицах:

$$I_{\text{Р ПУСК.}} = \frac{1,1 \cdot I_{\text{ВН ТЕР}}^{(2)}}{I_{\text{Баз.ВН ТЕР}}^{(2)}} = 1,21 \text{ о. е.};$$

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

Таблица 5.8 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Наименования	Данные								
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)	длитель но	250	180	160	120	90	72	45	20

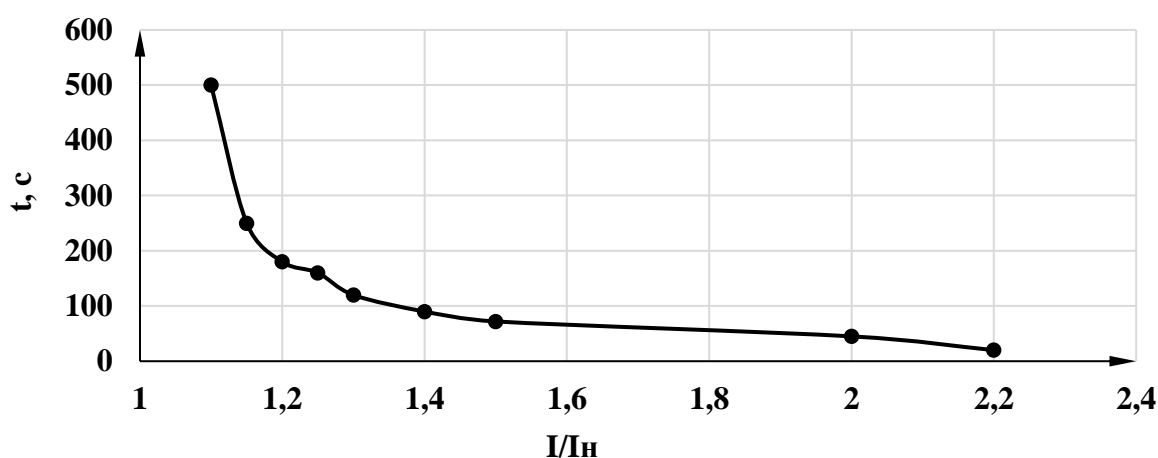


Рисунок 5.8 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,5 \cdot I_{\text{вн TE p}}^{(2)}}{0,98} = 2,55 \cdot I_{\text{вн TE p}}^{(2)}; \quad (5.75)$$

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,5 \cdot 1,04}{0,98} = 2,65 \text{ А};$$

В относительных единицах:

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,5 \cdot I_{\text{вн TE p}}^{(2)}}{I_{\text{баз.вн TE p}}^{(2)}} = 2,55 \text{ о. е.};$$

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 Иlicheвской 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 защит

Таблица 5.9 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,25 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	1,15 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,5	–	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	2,31 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	6,92 А	
		I_{OTC}	$6,0 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	27,66 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	$U >$	2 ступ.	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_{НОМ.Г}$	140 В
		1 ступ.	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_{НОМ.Г}$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,12 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	0,55 А
		ТО I	$I_{2С.З.}$	$0,8 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	3,69 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1,07 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	4,93 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	5,07 А
		ТО	$I_{1ТО}$	$1,22 \cdot I_{\Gamma}^{(2)}$	5,62 А
ДЗ	$Z <$	1 ступ.	Z_1	$0,09 \cdot Z_{нагр}$	1,14 Ом
			Z_{CM1}	$0,20 \cdot Z_I$	0,23 Ом
		2 ступ.	Z_2	$0,35 \cdot Z_{нагр}$	4,42 Ом
			Z_{CM2}	$0,20 \cdot Z_2$	0,88 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{p.СИГН}$	$1,07 \cdot I_{p.НОМ}^{(2)}$	1,11 А
		ПО	$I_{p.ПУСК}$	$1,21 \cdot I_{p.НОМ}^{(2)}$	1,26 А
		ТО	$I_{p.ТО}$	$2,55 \cdot I_{p.НОМ}^{(2)}$	2,65 А
Защита ТВ	$I >> TB$	ТО	$I_{ТО}$	$25,5 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$	29,33 А
	$I > TB$	МТЗ	$I_{МТЗ}$	$3,29 \cdot I_{T.НОМ}^{(2)}$	3,78 А

Таблица 5.10 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 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		+	+				
		ОТС I	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО						+	
		ИО		+	+				
		ОТС	t_1						+
			t_2				+		
	t_3	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+		
			t_2	+	+	+			
		2 ступень	t_1						+
			t_2				+		
			t_3	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО						+	
		ИО		+	+				
		Отсечка		+	+				

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Назначение класса ГТС

Класс ГТС назначают по [32].

По высоте сооружения (50 м) и типу грунта (нескальный, [А]) – I класс, по установленной мощности (169 МВт) – III класс, по последствиям возможной гидродинамической аварии – III класс.

Принимаем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – I класс ГТС.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + \Delta h_s = 179,00 + 1,5 = 181,50, \quad (6.1)$$

$$h_s = h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,88 + 0,02 + 0,6 = 1,50 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где $h_{1\%}$ – высота волн 1% обеспеченности;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, зависящая от класса сооружения (для I класса $a = 0,8$ м).

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = \frac{0,00000219 \cdot 21^2 \cdot 5300}{9,81 \cdot 25} = 0,02 \text{ м}, \quad (6.3)$$

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = 25 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Из СП [2, Приложение Б]

$$K_w = 3 \cdot \left(1 + 0,0138 \cdot \frac{V_w}{\sqrt[3]{g \cdot v}} \right) \cdot 10^{-7}, \quad (6.5)$$

$$K_w = 3 \cdot \left(1 + 0,0138 \cdot \frac{21}{\sqrt[3]{9,81 \cdot 10^{-5}}} \right) \cdot 10^{-7} = 0,0000219.$$

Коэффициенты выбраны из графика

$$\text{Для } \frac{gL}{V_w^2} = 117,90 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,02 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1,7$$

$$\text{Для } \frac{gt}{V_w} = 10090,3 \quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,1 \quad \frac{g\bar{T}}{V_w} = 4,6$$

Используя меньшие полученные значения:

$$\bar{h} = 0,02 \cdot \frac{V_w^2}{g} = 0,9 \text{ м.}$$

$$\bar{T} = 1,7 \cdot \frac{V_w}{g} = 3,64 \text{ с.}$$

Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,64^2}{2\pi} = 20,69 \text{ м.} \quad (6.6)$$

Проверка условия:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d, \text{ следует } 25 > 10,345.$$

Определение высоты волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}K_i = 0,9 \cdot 2,09 = 1,88. \quad (6.7)$$

6.2.2 Гидравлические расчеты

6.2.2.1 Определение ширины водосливного фронта

В соответствии с классом ГТС максимальный расчетный расход для основного расчетного случая – $Q_{3\%}$, для поверочного расчетного случая – $Q_{0.5\%}$.

По кривой связи определяют:

при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}} = 1212 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 136,63 м;

при расходе $Q_{\text{макс.расч}}^{\text{пов}} = 1352 \text{ м}^3/\text{с}$ отметка УНБ 136,93 м.

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

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}^{\text{осн}}) = 179 - 136,63 = 42,37 \text{ м} > 35,1 \text{ м.}$$

Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случаев:

$$Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9.81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{56334}{9.81 \cdot (42,37 - 0,3) \cdot 0,926} = 147,41 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.8)$$

$$Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{Га}}}{9.81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \mu} = \frac{56334}{9.81 \cdot (44,07 - 0,3) \cdot 0,926} = 141,68 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.9)$$

Согласно [2] количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов – m , должно быть не более:

$$m = (n - 1) \text{ при числе гидроагрегатов ГЭС } n \leq 6; \\ \text{следовательно, } m = 3 - 1 = 2$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} = m \cdot Q_{\text{Га}}^{\text{осн}} = 2 \cdot 147,41 = 294,82 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.10)$$

$$Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} = m \cdot Q_{\text{Га}}^{\text{пов}} = 2 \cdot 141,68 = 283,36 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.11)$$

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

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{осн}} - Q_c. \quad (6.12)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн}} = 1212 - 294,82 - 167,22 = 750 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q_c = \frac{V_{\text{по}} + V_{\text{пр}}}{T_{\text{ср}}} = \frac{(2,63 + 1,314144)10^9}{23587200} = 167,22 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.13)$$

Для поверочного:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = Q_{\text{макс. расч}}^{\text{пов}} - Q_{\text{ГЭС}}^{\text{пов}} - Q_c, \quad (6.14)$$

$$Q_{\text{расч}}^{\text{пов}} = 1352 - 283,36 - 167,22 = 901,42 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определение удельного расхода на рисберме

$$q_p = [vh]h_{\text{нб}}. \quad (6.15)$$

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 (песок – 2,5÷3,5 м/с; глина – 3÷4 м/с; гравий – 3,5 м/с; полускальные – 3,5÷4,5 м/с; скальные – более 5 м/с).

Принимаем $[v_h] = 3,5$ м/с.

Глубина в нижнем бьефе $136,63 - 129 = 7,63$ м.

$$q_p = 3,5 \cdot 7,63 = 26,71 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Определяем удельный расход на водосливе

$$q_b = 1,25q_p = 1,25 \cdot 26,71 = 33,38 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта $B = \Sigma b$,

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{750,05}{33,38} = 22,5 \text{ м}. \quad (6.17)$$

Принимаем 2 пролета шириной $b = 11,5$ м

Расчетная ширина водосливного фронта B равна $2 \cdot 11,5 = 23$ м

6.2.2.2 Определение напора на водосливе и отметки гребня водослива

По основной формуле расхода для водослизов 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}

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{750,05}{0,49 \cdot 11,5 \cdot 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,09 \text{ м}, \quad (6.18)$$

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

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{750,05}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 11,5 \cdot 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,35 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где b_n – коэффициент подтопления (в проекте $b_n = 1$);

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \left[\frac{0,7 + (2-1)0,45}{2} \right] \frac{6,09}{11,5} = 0,94, \quad (6.20)$$

где ξ_y – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7

ξ_6 —коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верхней грани быка, для полукруглого очертания 0,45

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}; \quad (6.21)$$

$$V_0 = \frac{Q_{расч}^{осн}}{(НПУ-Дно)(B+(n-1)\delta_B)} = \frac{750,05}{(179-129)(23+(2-1)\cdot 3)}; \quad (6.22)$$

$$V_0 = 0,58 \text{ м/с.}$$

где δ_B – толщина быка,

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимают $\delta_B = 3$ м – для пролетов шириной $b \leq 14$ м и $\delta_B = 4$ м – для пролетов шириной $b > 14$ м).

$$H = H_{02осн} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,35 - \frac{1,1 \cdot 0,58^2}{2 \cdot 9,81} = 6,33 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Назначают $H_{ст}$ – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м).

$$H = 6,33 \text{ м., } H_{ст} = 6 \text{ м,}$$

$$\nabla ГВ = НПУ - H_{ст} = 179 - 6 = 173. \quad (6.24)$$

6.2.2.3. 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:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{901,42}{0,49 \cdot 23 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,88 \text{ м,} \quad (6.25)$$

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов}}{m \cdot \epsilon \cdot \sigma_{п} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{901,42}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 23 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,18 \text{ м.} \quad (6.26)$$

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

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{901,42}{(181-129)(23+(2-1)\cdot 3)} = 0,67 \text{ м/с.} \quad (6.27)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^{\text{пов}^2}}{2g} = 7,18 - \frac{1,1 \cdot 0,67^2}{2 \cdot 9,81} = 7,15 \text{ м,} \quad (6.28)$$

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

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 173 + 7,15 = 180,15. \quad (6.29)$$

$\nabla\text{ФПУ}_p$ получилась меньше изначально заданной $\nabla\text{ФПУ}$, следовательно принимаем $\nabla\text{ФПУ} = 191$.

6.2.2.4 Построение профиля водосливной грани

Для начала необходимо построить оголовок безвакуумного водослива с оголовком профиля А для напора $H_{\text{ст}} = 6$ м

Построение профиля водосливной грани производится по [3, таблица–12]

Следует учитывать, что в данной таблице координаты приведены для значения $H = 1$ м, следовательно, каждую координату необходимо умножить на напор $H_{\text{ст}} = 6$ м.

В результате умножения были получены следующие координаты и построен оголовок:

Таблица 6.1 – Координаты оголовка для построения

x	y	x	y	x	y	x	y
0,00	0,76	6	1,536	12	7,41	18	17,184
0,60	0,22	6,6	1,926	12,6	8,214	18,6	18,078
1,20	0,04	7,2	2,364	13,2	9,048	19,2	19,242
1,80	0,00	7,8	2,85	13,8	9,918	19,8	20,43
2,40	0,04	8,4	3,384	14,7	11,364	20,4	21,654
3,00	0,16	9	3,966	15	11,76	21	22,908
3,60	0,36	9,6	4,584	15,6	12,732	21,6	24,186
4,20	0,60	10,2	5,238	16,2	13,734	22,2	25,494
4,80	0,88	10,8	5,922	16,8	14,772	22,8	26,826
5,40	1,19	11,4	6,648	17,4	15,84	23,4	28,188

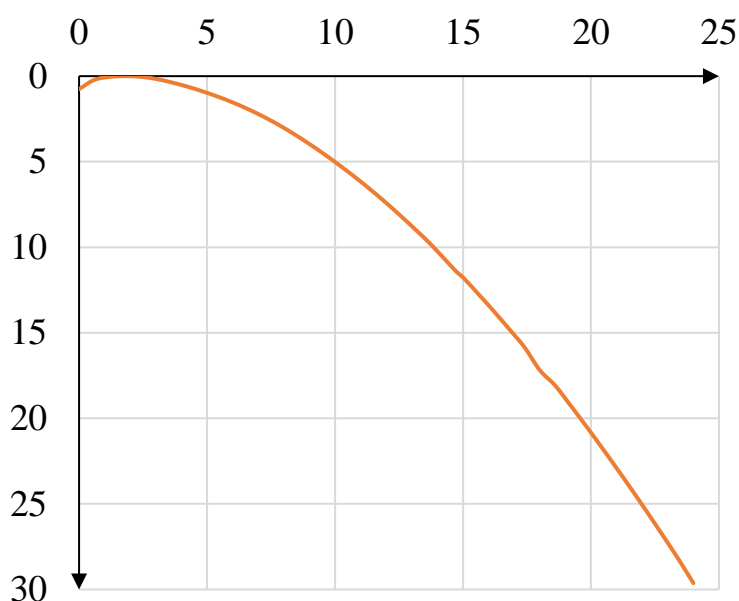


Рисунок 6.1 – Профиль А

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С–D радиусом R. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины $r_{\text{в}}$ и напора на водосливе $H_{\text{ст}} H = 6$ м, $r_{\text{н}} = 44$ м, $R = 16,68$ м.

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя АВ и нижняя CD кривые в точке сопряжения имели общую касательную. Для высоких плотин эта касательная образует прямолинейный участок водосливной грани В–С.

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 173 + 1,6 \cdot 6 = 182,6. \quad (6.30)$$

Проектную отметку гребня сооружений напорного фронта устанавливают по наибольшей отметке или грунтовой плотины, или по отметке верха быка. Т.к. отметка грунтовой плотины наибольшая $\nabla_{\text{ГГП}} = 185,00$, то принимаем отметку грунтовой плотины.

6.2.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяют тип сопряжения бьефов при донном режиме для прямоугольного русла.

Критическая глубина:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{р}}^2}{(B + (n-1) \cdot \delta_{\text{б}})^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 750^2}{(23 + (2-1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 4,54 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНО} = 179,00 - 129,00 = 50 \text{ м.} \quad (6.32)$$

Вычисляем отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{50}{4,54} = 11,01$ м и определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани [3, таблица 9–10].

В нашем случае $T_0 = 50$, поэтому принимаем $\varphi = 0,9$.

По графику М.Д. Чертоусова [3, рис. 9.55–1] в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} определяем $\zeta'_c = 0,241$ и $\zeta''_c = 2,81$.

Вычисляем сопряжённые глубины:

$$h'_c = \zeta'_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,241 \cdot 4,54 = 1,09 \text{ м,} \quad (6.33)$$

$$h''_c = \zeta''_c \cdot h_{\text{кр}} = 2,81 \cdot 4,54 = 12,76 \text{ м.} \quad (6.34)$$

$h''_c = 12,76 > h_{\text{нб}} = 7,63$ м, делаем вывод, что сопряжение в виде отогнанного прыжка.

6.2.2.6 Расчет водобойной плиты и водобойного колодца

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

Площадь потока в сжатом сечении

$$\omega_c = h'_c \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6) = 1,09 \cdot (23 + (2 - 1) \cdot 3) = 28,34 \text{ м}^2, \quad (6.35)$$

где $(B + (n - 1) \cdot \delta_6)$ – ширина водобойной плиты.

Скорость воды в сжатом сечении

$$v_c = \frac{Q_p}{\omega_c} = \frac{750}{28,34} = 26,46 \text{ м/с.} \quad (6.36)$$

Толщина плиты водобоя

$$\delta_B = 0,15 v_c \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 26,46 \cdot \sqrt{1,09} = 4,14 \text{ м.} \quad (6.37)$$

Принимают толщину плиты водобоя 4,2 м.

Длина водобоя $l_B = (0,8 - 1) l_{\text{пр}}$,

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

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 12,76 - 1,09) = 57,89 \text{ м,} \quad (6.38)$$

$$l_B = 0,85 \cdot l_{\text{пр}} = 0,86 \cdot 57,89 = 49,77 \text{ м.} \quad (6.39)$$

Принята длина водобоя 50 м.

Расчёт водобойного колодца заключается в определении его глубины d и длины l_k .

Глубину водобойного колодца вычисляют путём последовательного приближения.

На первом этапе определяют начальную глубину колодца по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c'' - (h_{\text{НБ}} + \Delta z), \quad (6.40)$$

где Δz – перепад, образующийся при выходе потока из водобойного колодца в русло НБ. Определяем его, исходя из предположения, что выходная часть водобойного колодца работает, как подтопленный водослив с широким порогом

$$\Delta z = \frac{q^2}{2g(\varphi h_{\text{НБ}})^2} - \frac{\alpha q^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \frac{28,85^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,9 \cdot 7,63)^2} - \frac{1,1 \cdot 28,85^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 12,76)^2} = 0,67 \text{ м.} \quad (6.41)$$

q – удельный расход на водобое

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B + (n-1) \cdot \delta_6} = \frac{750}{23 + (2-1) \cdot 3} = 28,85 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.42)$$

$$d_1 = 1,1 \cdot 12,76 - (7,63 + 0,67) = 5,74 \text{ м.}$$

На втором этапе

Определяем полную удельную энергию перед водосливом с учетом первоначального значения глубины колодца:

$$T_{02} = T_{01} + d_1 = 50 + 5,74 = 55,74 \text{ м.} \quad (6.43)$$

Далее необходимо вычислить новые сопряженные глубины h_c' и h_c'' .

На данном этапе получают $\xi_{T_0} = 12,28$, по графику

$$\zeta_c' = 0,229 \text{ и } \zeta_c'' = 2,9.$$

$$h_c' = \zeta_c' \cdot h_{\text{кр}} = 0,229 \cdot 4,54 = 1,04 \text{ м,}$$

$$h_c'' = \zeta_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 2,9 \cdot 4,54 = 13,17 \text{ м.}$$

Определяют новую глубину колодца d_2 по той же формуле, что и d_1 , подставляя новое найденное значение h_c''

$$\Delta z = \frac{28,85^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (0,9 \cdot 7,63)^2} - \frac{1,1 \cdot 28,85^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 13,17)^2} = 0,68 \text{ м,}$$

$$d_2 = 1,1 \cdot 13,17 - (7,63 + 0,68) = 6,18 \text{ м,}$$

Разница предыдущей глубины колодца d_1 и последующей глубины колодца d_2 составляет $d_2 - d_1 = 6,18 - 5,74 = 0,44$ м.

$$\frac{d_2 - d_1}{d_1} = \frac{0,44}{6,18} = 0,07.$$

По произведенным расчетам видно, что затопленный прыжок может обеспечить водобойный колодец глубиной 6,18 м. Таким образом, в качестве гасителя энергии в НБ принят водобойный колодец с $h_k = 6,2$ м.

Отметка пола водобоя:

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{дна}} - d_k = 129 - 6,2 = 122,8,$$

Проверим какой вид прыжка происходит после водобойного колодца:

$$T_{02} = d + h_{\text{нб}} + \Delta z = 6,2 + 7,63 + 0,68 = 14,51 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Далее необходимо вычислить новые сопряженные глубины h'_c и h''_c .

На данном этапе получают $\xi_{T_0} = 3,2$, по графику

$$\zeta'_c = 0,482 \text{ и } \zeta''_c = 1,62.$$

$$h'_c = \zeta'_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,482 \cdot 4,54 = 2,19 \text{ м,}$$

$$h''_c = \zeta''_c \cdot h_{\text{кр}} = 1,62 \cdot 4,54 = 7,35 \text{ м.}$$

$h''_c = 7,35 < h_{\text{нб}} = 7,63$ м, делаем вывод, что сопряжение в виде затопленного прыжка.

6.2.3 Расчет глубинных водовыпусков

Задаются диаметром водовыпускного отверстия D от 1 до 5 м

$$D = 2,5 \text{ м.}$$

Принимают отметку центра выходного сечения водовыпуска ЦО выше потолка галереи не менее $D/2 + 2 \text{ м} = 1,25 + 2 = 3,25 \text{ м}$

$$\nabla \text{ЦО} = \nabla \text{пола галереи} + \text{высота галереи} + 3,25 = 129,25 + 3,5 + 3,25,$$

$$\nabla \text{ЦО} = 136.$$

Напор над центром входного сечения водовыпуска H :

H – разность отметок (НПУ + УМО)/2 и центра водовыпускного отверстия ЦО:

$$H = (179 + 170,5)/2 - 136 = 38,75 \text{ м.}$$

Необходимо определить расход через отверстие:

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 4,91 \cdot (2 \cdot 9,81 \cdot 38,75)^{0,5} = 108,31 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.45)$$

где μ – коэффициент расхода 0,8;

ω – площадь водовыпускного отверстия диаметром 2,5 м

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1,25^2 = 4,91 \text{ м}^2, \quad (6.46)$$

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

$$n = Q_{\text{ср}}/Q = 167,22/108,31 \approx 2 \quad (6.47)$$

Принимаем 2 отверстия диаметром 2,5.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Для плотин на нескальном основании, задаваясь различными значениями n , определяют несколько значений B_n по формулам и строят два графика зависимости. Точка пересечения графиков определяет расчетную ширину подошвы. При конструировании профиля плотины на нескальном основании необходимо учитывать не только ширину подошвы B , но параметр n , так как он влияет на размер фундаментной плиты со стороны ВБ, следовательно, и на устойчивость плотины при ее минимальном весе.

Отметка подошвы равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (d + \delta_{\text{в}} + (2 \div 3)), \quad (6.48)$$

где d – глубина колодца;

$\delta_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты;

$$\nabla_{\text{под}} = 129 - (6,2 + 4,2 + 2) = 116,6.$$

Исходя из условия недопущения растягивающих напряжений на верховой грани, определяют ширину подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.49)$$

где α_1 коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов в условиях курсового проекта принимаем $\alpha_1 = 0,5$;

ρ_w – плотность воды;

ρ_6 – плотность бетона.

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

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg } \varphi \left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.50)$$

где φ – угол внутреннего трения грунта основания;

$\gamma_n = 1,2$ коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый в зависимости от класса плотины.

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт и построены графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$.

Таблица 6.1

n	B_n^I	B_n^{II}
0	44,12	51,26
0,21	45,8	46,32
0,225	45,97	46,00
0,226	45,98	45,98
0,227	45,99	45,96
0,228	46,01	45,94
0,21	45,8	46,32
0,3	47,04	44,57
0,4	48,73	42,71
0,5	50,95	41,01
0,6	53,91	39,43

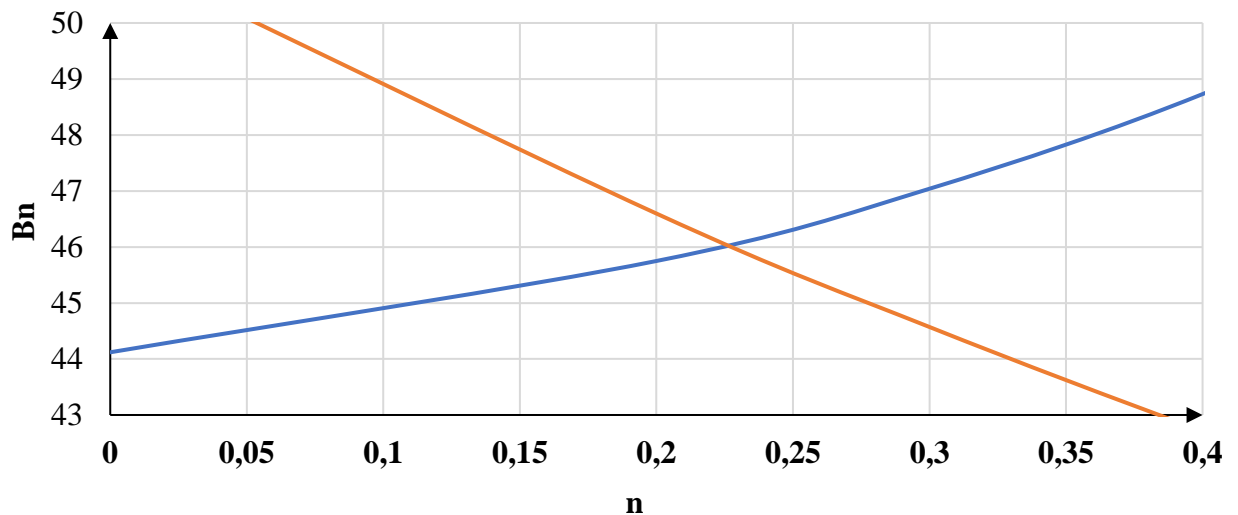


Рисунок 6.2– График пересечение Vn

Графики пересекаются в точках $n = 0,226$ и $V_n = 45,98$. Принимаем ширину подошвы $V = 46$ м.

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности плотины при неравномерной ее осадке и неравномерном распределении температуры по сечению бетонных массивов.

В плотинах на нескальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания створов. На гравийно–песчаных грунтах разрезают каждый бык через 2–3 пролета. Ширина секции составляет:

$$V_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}} = 11,5 + 3 = 14,5 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где b – пролет водосливного фронта;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина разрезного быка

6.3.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,8 м и 12,5 м соответственно, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,8 м 12,5 м соответственно.

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

6.3.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины, или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в НБ и тд. Для данного случая проектирования бетонной водосливной плотины и здания ГЭС назначаем отдельный устой (в виде отдельной стенки), которая будет отделять водослив от здания ГЭС. Основное назначение этого устоя – разделение потоков водослива и здания ГЭС, а также защита здания ГЭС от брызг при сбросе воды. Также сопрягающие устои, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или с берегом (береговой устой).

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

Принимается нижние галереи: для устройства дренажа размером 2,5х3 м на отметке $\nabla=129,25$ и донная галерея размером 2,5х3 м на отметке $\nabla=129,25$.

Смотровые галереи на отметках $\nabla=149,00$ и $\nabla=164,00$, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеет размер 2,5х3 м.

6.3.6 Основные элементы плотины

Бетонные водосбросные плотины на скальном основании, как правило, имеют следующие основные элементы: фундаментная плита, водосливную грань, быки и устои, деформационные швы и их уплотнения, водобой и рисберму с ковшом, противофильтрационные устройства, дренажи в теле плотины и в основании.

6.3.7 Понур

Длина понура:

$$l_{\text{понура}} = (1 \div 1,5)H = 50 \text{ м}, \quad (6.52)$$

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 179,00 - 130,91 = 48,09, \quad (6.53)$$

$\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$ соответствует пропуску санитарного попуска $Q_{\text{сан}}$.

Длина анкерного понура:

$$l_{\text{анк.понура}} = (1 \div 2,5)H = 1,5 \cdot 48,09 = 72,14. \quad (6.54)$$

6.3.8 Дренажные устройства в основании

На нескальных основаниях обычно применяют двух– или трехслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы, а в необходимых случаях и под частью фундаментальной плиты и понура.

6.3.9 Шпунтовые стенки и завесы

Железобетонные шпунты могут применяться не только в мягких грунтах, но даже в щебенистых. Толщина шпунта 10÷15 см. Водонепроницаемость достигается устройством специального замка. Преимуществом железобетонных шпунтов является возможность изготовления их на стройке.

Длину королевого висячего шпунта, устраиваемого у верхней грани фундаментной плиты, принимают равной $(0,5÷1,5)H$, где H – напор на сооружении, но не более 20÷22 м. Забивку королевого шпунта обычно производят на глубину до $0,5H$, а на низких плотинах до $1,5H$.

При наличии в основании на доступной глубине водонепроницаемого грунта шпунт заглубляют в него на 1 м.

6.4 Конструирование элементы нижнего бьефа

6.4.1 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется чаще всего в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкций рисбермы по течению должен постепенно уменьшаться, обычно это достигается уменьшением толщины плит. Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратными или прямоугольными, размером от 2 до 20 м.

6.4.2 Ковш

Концевой участок рисбермы выполняется в виде ковша. Глубина ковша (м) определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \sqrt{\frac{q_p}{V_n}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{26,71}{0,4}} = 8,99. \quad (6.55)$$

где K_p – коэффициент, зависящий от условий размыва (1,05÷1,1);

q_p – удельный расход на рисберме; V_n – не размывающая скорость течения для грунта дна реки при глубине потока $h_{нб} = 1$ м.

Дно ковша прикрывают слоем мелкого камня толщиной 1÷3 м. Уклон откосов ковша 1:4 ÷ 1:2.

По опыту проектирования рисберм в России суммарную длину рисбермы и ковша следует принимать до $2 l_b$.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

6.5.1 Вес сооружения

Вес водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_B}{b + \delta_B} = \frac{1625,35 \cdot 11,5 \cdot 9,81 \cdot 2,5}{11,5 + 3} = 31614,46 \text{ кН/м}, \quad (6.56)$$

где $S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad приложение В);

b – ширина пролета;

δ_B – толщина быка;

ρ_B – плотность бетона.

Также определяем центр тяжести плотины.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_B = \frac{S_B \cdot \delta_B \cdot \rho_B \cdot g}{b + \delta_B} = \frac{2620,6 \cdot 3 \cdot 2,5 \cdot 9,81}{11,5 + 3} = 13297,29 \text{ кН/м}, \quad (6.57)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f g} = 0,055 \cdot 97,75 \cdot \sqrt{97,75 \cdot 9,81} = 521,44 \text{ кН}. \quad (6.58)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ГВ} + 0,5) \cdot b. \quad (6.59)$$

$$f = (181,00 - 173,00 + 0,5) \cdot 11,5 = 97,75 \text{ м}^2.$$

Вес плоского затвора на 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{521,44}{11,5 + 3} = 35,96 \text{ кН/м}. \quad (6.60)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 62,4^2}{2} = 19098,89 \text{ кН/м.} \quad (6.61)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 179 - 116,6 = 62,4 \text{ м}$

– с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 14,31^2}{2} = 1004,43 \text{ кН/м.} \quad (6.62)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{НБс. п.}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 130,91 - 116,6 = 14,31 \text{ м.}$

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде подошвы с зубьями до высоты минимального уровня нижнего бьефа (при основном сочетании нагрузок и воздействий) и длиной – ширина подошвы плотины (принято $B=46\text{м}$).

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \rho_w g = 675,35 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 6625,18 \text{ кН/м.} \quad (6.63)$$

где $S_{\text{эп}} = 675,35 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая.

6.5.4 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_w g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right). \quad (6.64)$$

где, $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 20,69 \text{ м}$;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности $h_{1\%} = 1,88 \text{ м}$;

h_0 – средняя высота волны, считается по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 1,88^2}{20,69} = 0,54 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Таким образом:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_v \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1,88 \cdot \left(\frac{20,69}{\pi} + \frac{0,54}{2} \right) = 63,23 \text{ кН.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{20,69}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,88 = 2,59 \text{ м,} \quad (6.66)$$

$$M_{\text{волны}} = W_{\text{волны}} \cdot l_{\text{волны}} = 63,23 \cdot 59,81 = 3781,79 \text{ кНм,} \quad (6.67)$$

$$l_{\text{волны}} = \nabla \text{НПУ} - y_c - \nabla \text{ПОД} = 179,00 - 2,59 - 116,6 = 59,81 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1 \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $8 \cdot h_{1\%}$ УВБ.

6.5.5 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления, чертим с помощью метода удлиненной контурной линии (рис. 6.3).

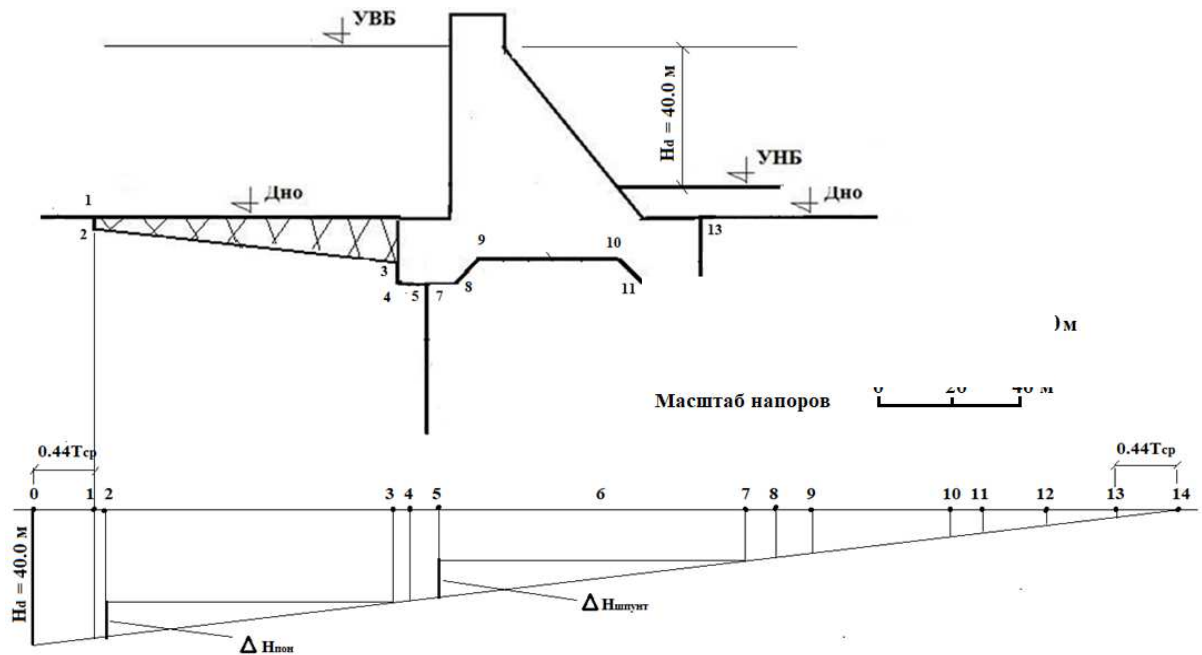


Рисунок 6.3 – метод удлиненной контурной линии

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 385,3 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3779,79 \text{ кН/м.} \quad (6.69)$$

$S_{\text{эп}} = 385,3 \text{ м}^2$ – где площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.5.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \text{ кН/м}^3. \quad (6.70)$$

где: $h_{\text{н}}$ – толщина слоя наносов, принимаем равной 2 м;

$\varphi_{\text{н}}$ – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$;

$\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}}$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимается равным:

$$\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3};$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{9,81 \cdot 2}{2} = 9,81 \text{ кН.} \quad (6.71)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$P'_{\text{гр}} = \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right). \quad (6.72)$$

$$P'_{\text{гр}} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 12 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -7,07 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$ где действуют вес наносов и грунта, активное давление:

$$P''_{\text{гр}} = (\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right). \quad (6.73)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = 15,7 - (1 - 0,6) \cdot 9,81 = 11,78 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}. \quad (6.74)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{\text{гр}} = 15,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,6$;

$h_{\text{гр}}$ – толщина слоя грунта, $h_{\text{гр}} = 4 \text{ м}$;

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{гр}} = 35^\circ$;

γ_w – удельный вес воды.

Таким образом:

$$P''_{гр} = (10 \cdot 2 + 11,78 \cdot 4) \operatorname{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 12 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 5,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр:

$$E_a = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр} = \frac{-7,07 + 5,7}{2} \cdot 4 = -2,74 \text{кН}. \quad (6.75)$$

Значение получилось отрицательным значит активного давление грунта не учитываем.

Рассчитаем пассивное давление со стороны НБ:

$$P'_{гр} = \gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.76)$$

где $h_{пл} = 4,2 \text{м}$

$$P'_{гр} = 2,5 \cdot 4,2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 12 \cdot \operatorname{tg} \left(45 + \frac{35}{2} \right) = 84,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$P''_{гр} = (\gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл} + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right). \quad (6.77)$$

где $h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 2 \text{ м}$;

Таким образом:

$$P''_{гр} = (2,5 \cdot 4,2 + 11,78 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 12 \cdot \operatorname{tg} \left(45 + \frac{35}{2} \right),$$

$$P''_{гр} = 171,79 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на погонный метр:

$$E_{пн} = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр} = \frac{84,85 + 171,79}{2} \cdot 2 = 256,64 \text{кН}.$$

6.5.7 Давление пригрузков

Сила давления пригрузка действует на часть тела плотины в нижнем бьефе, находящейся под водой, при уровне НБ, соответствующего $\nabla_{УНБ_{min}}$.

$$W_{\text{пригНБ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 42,15 = 413,49 \text{ кН/м}, \quad (6.78)$$

Сила давления пригрузка действует на часть тела плотины в верхнем бьефе, находящейся под водой, при уровне НПУ до подошвы.

$$W_{\text{пригВБ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 157,31 = 1543,21 \text{ кН/м}. \quad (6.79)$$

6.6 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится 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, в 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 6.2, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Тв	1	→	19099	20,77	396683,95
Тн	1	←	1004,4	-4,74	-4761
$W_{\text{пригНБ}}$	1	↓	413,49	19,61	8108,54
$W_{\text{пригВБ}}$	1	↓	1543,2	-21,24	-32777,78
$G_б$	0,95	↓	12632	-5,61	-70867,91
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	30034	-5,93	-178100,1
$W_{\text{взв}}$	1	↑	6625,2	0	0
$W_{\text{ф}}$	1	↑	3779,8	10,08	38100,28
$E_{\text{н}}$	1,2	→	11,77	12,97	152,68
$E_{\text{акт}}$	1,2	→	0	0	0
$E_{\text{пасс}}$	0,8	←	205,31	-0,67	-137,56
$W_{\text{волн}}$	1	→	63,23	59,81	3781,79
$q_з$	0,9	↓	32,36	-14,32	-463,45

$$\sum N = G_{\text{пл}} + G_б + q_з + W_{\text{пригНБ}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + W_{\text{пригВБ}}, \quad (6.80)$$

$$\Sigma N = 34250,26 \text{ кН.}$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\Sigma M = 159719,47 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

Найдем напряжения для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\Sigma N}{B_{\text{под}}} + \frac{6 \Sigma M}{B_{\text{под}}^2} = -\frac{34250,26}{46} + \frac{6 \cdot 159719,47}{46^2} = -291,68 \text{ кПа}, \quad (6.81)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 62,4 = -612,14 \text{ кН/м}^2. \quad (6.82)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа, 62,4 м;
 $m_u = \text{tg} \alpha$ – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью, 0;

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}, \quad (6.83)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -291,68(1 + 0) = -291,68 \text{ кПа}, \quad (6.84)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 62,4 = -612,14 \text{ кПа}. \quad (6.85)$$

Найдем напряжения для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{34250,26}{46} - \frac{6 \cdot 159719,47}{46^2} = -1197,46 \text{ кПа}, \quad (6.86)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -1197,46 \cdot 0,86 - 9,81 \cdot 14,31(1 - 0,86^2), \quad (6.87)$$

$$\sigma_x^t = -922,2 \text{ кПа.}$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;
 $m_t = 0,86$ – тангенс угла между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 5,41 - 1197,46) \cdot 0,86 = 909,09 \text{ кПа}, \quad (6.88)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1259,14(1 + 0,86^2) + 9,81 \cdot 14,31 \cdot 0,86^2, \quad (6.89)$$

$$\sigma_3^t = -1979,28 \text{ кПа},$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = 9,81 \cdot 14,31 = -140,38 \text{ кПа}. \quad (6.90)$$

Таблица 6.3 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-291,68	-612,14	0,00	-291,68	-612,14
Низовая грань	-1197,46	-922,2	909,09	-140,38	-1979,28

6.7 Критерии прочности плотины и её основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.91)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэф. надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэф. сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэф. условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 1$;

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию.

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_c}, \quad (6.92)$$

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot |-1979,28|}{1} = 2375,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

$$2375,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.93)$$

$$-291,68 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_b \cdot H_d^u, \quad (6.94)$$

$$291,68 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 62,4 = 153,04 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.8 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.95)$$

$$R = (G_{пл} + G_6 + q_3 + W_{пригНБ} - W_{вз} - W_{\phi} + W_{пригВБ}) \cdot tg\varphi + E_{нас} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{пл}, \quad (6.96)$$

$$R = 24670,90 \text{ кН/м},$$

где φ – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;

$c = 12 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{под} \cdot 1 = 46 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + E_a + W_{волн} + E_H, \quad (6.97)$$

$$F = 19098,89 - 1004,43 + 0 + 11,77 + 63,23 = 18169,46 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{24670,9 \cdot 0,95}{18169,46 \cdot 1} = 1,29 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности. Значит, плотина устойчива.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Охрана труда

7.1.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Ильчевская ГЭС относится к первому классу ГТС. К задачам эксплуатационной службы относится обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Контроль состояния Ильчевской ГЭС обеспечивается оснащением контрольно–измерительной аппаратурой, которая в свою очередь отслеживает напряженно–деформированное состояние, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационный режим и сейсмоконтроль. В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, которое измеряет с помощью КИА контролируемые показатели, проводит визуальный осмотр и оценивает безопасность ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей. В случае невыполнения должного контроля на ГЭС может произойти авария, которая может за собой повлечь катастрофические последствия, поэтому деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется в соответствии с федеральным законом от 21.07.1997 N 117–ФЗ (ред. От 08.12.2020) «О безопасности гидротехнических сооружений». Вся ответственность за обеспечение безопасности ложится на собственника ГЭС. Требования, предъявляемые федеральным законом:

- 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;
- Ответственность за действия (бездействие), которые повлекли за собой снижение безопасности гидротехнических сооружений ниже допустимого уровня.

Одним из главных требований федерального закона «О безопасности гидротехнических сооружений» является составление Декларации о безопасности ГТС, определяемое положением, утвержденным Правительством РФ. В Декларации обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и

рекомендации по их предотвращению и ликвидации явлений, препятствующих безопасной эксплуатации.

7.1.2 Охрана труда Илычевской ГЭС. Общие положения

Выполнение правил охраны труда носит обязательный характер, так как оно обеспечивает безопасное и нормальное условие труда для работников на всех стадиях производственного процесса.

Все работающие на электростанции должны выполнять следующие требования:

- Все работы, ведущиеся на электростанции, соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;

- При случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;

- Должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно–спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;

- Должны быть разработаны и вывешены на видных местах схемы и пути эвакуации работников из зон возможного затопления или обрушения грунта на отметки выше расчетного уровня такого затопления, оползня, обрушения или в специальные безопасные помещения;

- Подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;

- Инструктажи во всех подразделениях на Илычевской ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;

- Должны обеспечивать контроль и систематические проверки: соответствия как функционирующего, так и находящегося в ремонте или в резерве оборудования и сооружений ГЭС требованиям безопасности, знаний работниками схем путей эвакуации, схем размещения безопасных помещений, навыков их использования на практике; знаний работниками СИЗ, средств коллективной защиты и систем автономных установок жизнеобеспечения, навыков их применения по назначению;

- Организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;

- На каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии; персонал, принимаемый на работу по

обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- Персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;

- Персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;

- Персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними; весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спец. обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;

- Весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;

- Не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих; шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;

- В производственных помещениях должны быть установлены закрывающиеся металлические ящики с отделениями для чистого и грязного обтирочного материала. В качестве обтирочного материала может применяться хлопчатобумажная или льняная ветошь. Использованный промасленный обтирочный материал из ящиков ежедневно следует отправлять на утилизацию;

- Курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;

- В каждом подразделении ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);

- В производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- До начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к

предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;

- Не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;

- Не допускается эксплуатация неисправного оборудования;

- Движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;

- Работник обязан знать, выполнять нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;

- Капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажем, должны выполняться по ППР или технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения;

- Работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам–допускам и (или) распоряжениям;

- Учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);

- Организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно–методическим центром по работе с персоналом.

7.1.3 Требования к персоналу

Персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России. Не разрешается допускать к обслуживанию сооружений и оборудования ГЭС работников, не прошедших медицинские осмотры.

Работников, не достигших возраста 18 лет, допускать к работам с тяжелыми и вредными условиями труда не разрешается.

Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы.

Обеспечение средствами индивидуальной защиты (специальной одеждой, специальной обувью, средствами защиты головы, лица, рук, глаз, органов дыхания и слуха) работников соответствующих профессий и должностей (по общероссийским классификаторам профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов) с учетом особенностей и условий выполняемых ими работ, должно осуществляться работодателем согласно коллективному договору, но в не меньших номенклатуре, объемах и сроках пользования, определенных государственными правилами и нормами обеспечения работников этими средствами индивидуальной защиты.

Средства индивидуальной защиты должны применяться работником в четком соответствии с указаниями и инструкциями их изготовителей. При неиспользовании СИЗ по назначению, работник не допускается к работе.

Весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока, попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях.

Проверка знаний по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве должна проводиться при периодической проверке знаний правил и инструкций по охране труда и безопасности.

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

7.1.4 Содержание территории

Запрещается на территории станции загромождать материалами и оборудованием проходы, проезды и дороги.

Вся территория должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно–пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все подъездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

Запрещается на территории без согласования с пожарной охраной сооружение временных стораемых зданий и сооружений.

На территории следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории предприятия и на прилегающей площадке на расстоянии ближе 100 м.

7.2 Пожарная безопасность

7.2.1 Противопожарная безопасность. Общие требования

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. 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.

Повреждение в генераторах, вызванное пробоем изоляции обмоток статора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания и осуществляют пуск автоматической системы пожаротушения. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

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

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорнопусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0,75 ч. Уплотнение кабельных трасс должно

осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами на проектируемой Илычевской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Илычевской ГЭС предусмотрена система автоматического пожаротушения (АППТ).

7.2.2 Подготовка рабочего персонала по пожарной безопасности. Общие требования

Каждое помещение (кабинеты РУСН и т.п.) на Илычевской ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для каждого конкретного помещения. В данной инструкции должны отражаться: правила ПБ, номера НСС, дежурной пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности.

Подготовка инженерно–технических работников (ИТР), рабочих и служащих Илычевской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых включаются вопросы пожарной безопасности;
- Специальная подготовка персонала;

- Занятия по пожарно–техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- Проведение противопожарных тренировок с участием пожарных;
- Повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на Илычевскую ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Занятия по пожарно–техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно–техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно–технические комиссии.

7.3 Мероприятия по охране окружающей среды

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Илычевский гидроузел расположен в Республике Коми на реке Илыч в 56 км выше по течению от поселка Усть–Илыч.

Берёт своё начало в западных отрогах Северного Урала из болота на восточных склонах хребта Тимаиз. Длина — 411 км, площадь водосборного бассейна — 16 000 км². Питание снеговое и дождевое. Замерзает в начале ноября, вскрывается в конце апреля.

Течёт в верхнем течении на юг, в среднем и нижнем на запад. Берега в верховьях низкие, а русло крайне извилисто. В среднем течении Илыч входит в глубокую долину с обрывистыми, скалистыми берегами. В нижнем течении река выходит на Печорскую низменность, по берегам заливные луга.

В нижнем течении Илыча на правом берегу находится деревня Еремеево, на левом — посёлок Приуральский и деревня Палью. Илыч впадает в Печору около деревни Усть–Илыч.

Бассейн реки находится на увалистых склонах западных отрогов Северного Урала. Климат бассейна умеренный континентальный. Холодная

зима продолжается 5–7 месяцев. Средняя температура воздуха в январе –19оС. Лето облачное и влажное. Средняя температура воздуха в июле +16оС (максимальная +35оС). Годовая сумма осадков изменяется от 1100 мм в горах до 600 мм на равнине.

Мутность речной воды не превышает 25 г/м³. Минерализация воды зимой составляет 100–150 мг/л, а летом – меньше 100 мг/л. По химическому составу вода относится к гидрокарбонатному классу и кальциевой группе, по качеству – соответствует слабо загрязнённой.

Растительность территории в районе строительства Илычевской ГЭС обширна из-за особенностей климата. По берегам реки лес.

В районе площадки строительства Илычевского ГУ обитают: лоси, северные олени, кабаны, волки, росомахи, горностаи, барсуки, соболи, бурундуки, бурые медведи, лисицы, песцы и т.д. Птицы, обитающие в районе створа: тетери, глухари, утки, рябчики, белые куропатки и т.д. Есть большие совы – филины, неясыти, бородастые, ястребиные, болотные совы. К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: северная пищуха, европейская норка, европейский барсук, северный олень (дикий), орланы–белохвосты, скопы, беркуты и т.д..

Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Илычевского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Илыч на участке строительства Илычевской ГЭС представлены следующими видами: щука (наибольшая популяция), хариус (ограничен), окунь, ерш, лещ, подлещик, густера, сом и т.д.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Илыч на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Илыч необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК. Воздействие Илычевской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Илычевского гидроузла 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;
- переселение населения из зоны затопления.

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 Катунь в нижнем бьефе Ильчевского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

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

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

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

–технические мероприятия, исключая затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

–технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

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

7.3.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

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

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

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

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

– На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

– Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

– Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

– Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

– Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

– Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами дурети основной

соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

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:

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО 2021 – 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.1)$$

где N – объем бетонных работ, м^3 (622774 м^3);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ – плотность бетона, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,5 \text{ т}/\text{м}^3$).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{622774 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 28023 \text{ т}.$$

2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО 2021 – 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 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N – количество арматуры, т (150 т);

q – удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ – удельный вес арматуры, $\text{т}/\text{м}^3$ ($\rho = 2,0 \text{ т}/\text{м}^3$);

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{150 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 3 \text{ т}.$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 24883 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,2 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.

7.3.5 Охрана окружающей среды в период эксплуатации

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

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 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:
 - Регулирование водным режимом водотока;
 - Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
 - Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
 - При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110–02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Илыч от сбросов Илычевской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения, в пределах промплощадок объектов Илычевской 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 водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

В связи с тем, что ниже по течению от ГЭС находится населенный пункт – п.Усть-Илыч, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200–03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110–02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Сал от сбросов Илычевской ГЭС ниже по течению реки.

8 Техничко–экономическое обоснование

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Генерируемая электроэнергия является продуктом, производство и Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	28,18	169,00	169,00	169,00	169,00
Число часов использования установленной мощности	Часы	4 000,00	4 000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	9 393,33	56 360,00	56 360,00	56 360,00	56 360,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	2	2	2	2	2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	187,87	1 127,20	1 127,20	1 127,20	1 127,20
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	9 205,47	55 232,80	55 232,80	55 232,80	55 232,80
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1 253,00	1 286,00	1 318,00	1 349,00	1 379,00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	11,5	71,01	72,8	74,51	76,17
НДС к выручке	млн.руб	1,76	10,83	11,1	11,37	11,62

Данные, полученные в результате расчётов, показывают, что при постоянном объеме продаж электроэнергии полученная выручка возрастает. Это связано прежде всего с ростом тарифов на электроэнергию.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

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».

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

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.

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	43,15
Прочие	274	46,32
Итого по ГЭС		89,48

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

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,16
Свыше 25	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	22,89
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт·ч	1,6
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,46
Итого		24,95

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

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				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	20,5	21,8	22,3	22,3	220
Расходы на страхование, млн.руб.	17,77	15,66	13,55	11,43	9,32
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	89,48	89,48	89,48	89,48	89,48
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	11,12	9,85	12,75	10,72	8,55
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	24,96	24,96	24,96	24,96	24,960
Налог на воду, млн.руб.	6,42	7	7	7	7
Итого, млн.руб.	170,25	168,75	170,04	165,89	161,61

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.

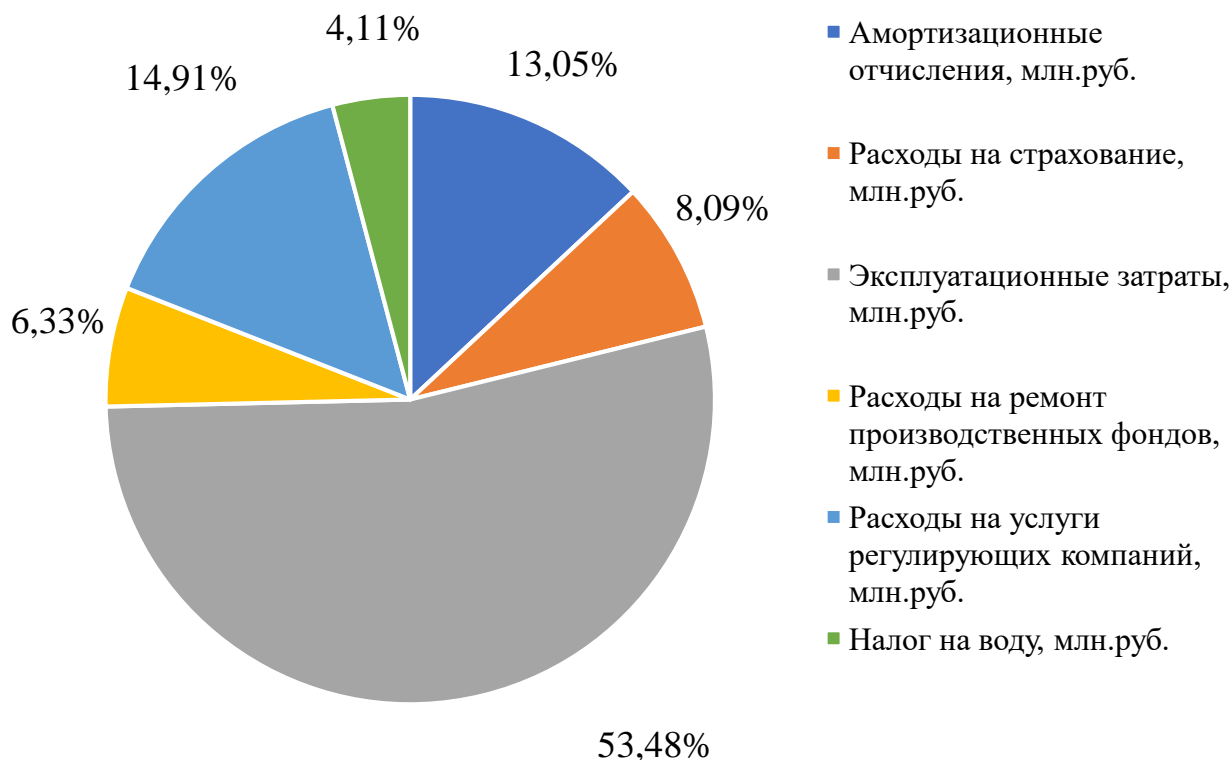


Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 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				
	2028	2029	2030	2031	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	265,6	272,63	277,3	281,56	265,6
НДС, млн.руб.	339,6	345,66	349,37	352,65	339,6
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	28,36	28,36	28,36	28,36	28,36
Налог на имущество, млн.руб.	27,62	22,78	17,94	13,1	27,62
Итого, млн.руб.	661,18	669,43	672,97	675,67	661,18

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.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Выручка (нетто), млн.руб.	1625,68	1664	1701,07	1730,77	1748,29
Текущие расходы, млн.руб.	358,08	356,26	353,95	351,64	349,33
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	1618,66	1656	1694,06	1723,75	1741,28
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	1 247,21	1290,39	1332,29	1366,82	1389,19
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	75,12	257,2	265,6	272,63	277,3
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1152,12	1032,31	1065,84	1093,46	1111,35
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

До первой половины 2024 года у нас нет прибыли так как в первые годы строительства ГЭС происходит огромный вклад бюджета в оборудование, строительные материалы, наем работников и приобретение рабочих машин. Начиная с середины 2024 года начинается резкий скачок прибыли, с нашего проекта так как мы установили первый гидроагрегат и начали производить и продавать электрическую энергию. Затем в связи затратами на установку второго гидроагрегата наблюдается уменьшение поступающей прибыли. С 2027 года снижается, основные вложения в работы по установке второго гидроагрегата и прибыль начинает постоянно увеличиваться.

8.5 Анализ денежных потоков

По данным из программы ProjectExpert строится график денежных потоков (Cash-Flow), представленный на рисунке 8.2.



Рисунок 8.2– График денежных потоков с укрупненными этапами реализации проекта

Исследуя график денежного потока, мы можем наблюдать отрицательный денежный поток, т.е. нехватку денежных средств в период с 2022 года (начало строительства) до середины 2034 года (период, когда проект сравнялся по расходам и прибыли). Если рассмотреть данный период подробнее, то мы наблюдаем, постепенное снижение денежных средств с 2022 по начало 2024, так как в этот период разрабатывается местность под строительство ГЭС и больших расходов не требуется. А начиная с 2023 года по 2024 год, происходит резкий спад денежных средств, что связано с основными тратами для закупки оборудования для монтажа первого гидроагрегата. После установки первого гидроагрегата денежные средства по проекту постепенно увеличиваются, так как монтаж первого агрегата закончен, и ГЭС начинает продавать электроэнергию, и данный период наблюдается вплоть до середины 2034 года. После этого доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

8.6 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика, согласно единым сценарным условиям ПАО РусГидро.

8.6.1 Методология, исходные данные

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

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

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №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 Ильчевской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования. Расчёты производятся по состоянию на 1 квартал 2022 года без учета геополитических изменений после 24 февраля 2022 года.

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

8.6.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 12.8.

Таблица 8.8– Показатели эффективности реализации проекта

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – РВ, мес	156
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	459,75
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,09
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,89
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,25
Удельные капиталовложения, руб/Квт	76476,33

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит 459,75млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии – 0,25 руб./кВт·ч.

Показатель чистого приведенного дохода является положительным, что говорит об эффективности проекта, индекс прибыльности показывает, что вложенные средства смогут окупиться и увеличиться на 12,9 %. Период окупаемости 156 месяц, такой срок обусловлен высокими начальными затратами на строительство, но этого не стоит, пугается так как прибыль с проекта будет колоссальной в связи с электродифицитом района строительства. Себестоимость электрической энергии и удельные капиталовложения находятся на приемлемом уровне.

8.6.3 Бюджетная эффективность

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

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
В федеральный бюджет, млн.руб	31,54	64,51	79,65	147,79	559,32
В региональный бюджет, млн.руб	2,05	36,12	44,86	37,3	32,46
Итого налоговых поступлений, млн.руб	31,54	64,48	73,22	140,78	552,32

Строительство Ильчевской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств в федеральный и региональный бюджеты. Большой объем поступлений в региональный бюджет можно будет использовать для развития региона. Стоит отметить, что с момента начала производства электроэнергии поступления в бюджеты значительно увеличатся.

8.7 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 величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Цена сбыта;
- б) Ставка дисконтирования;
- в) Ставка налогов;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

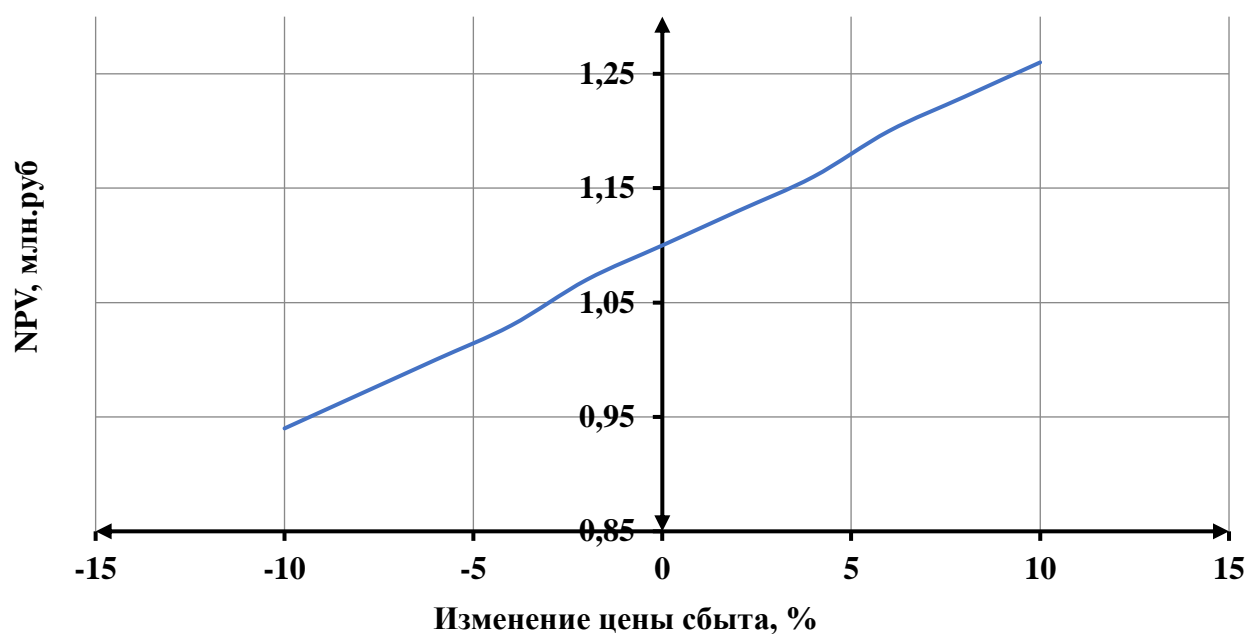


Рисунок 8.3 –Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

График показывает, что увеличение цены приводит к увеличению (NPV).

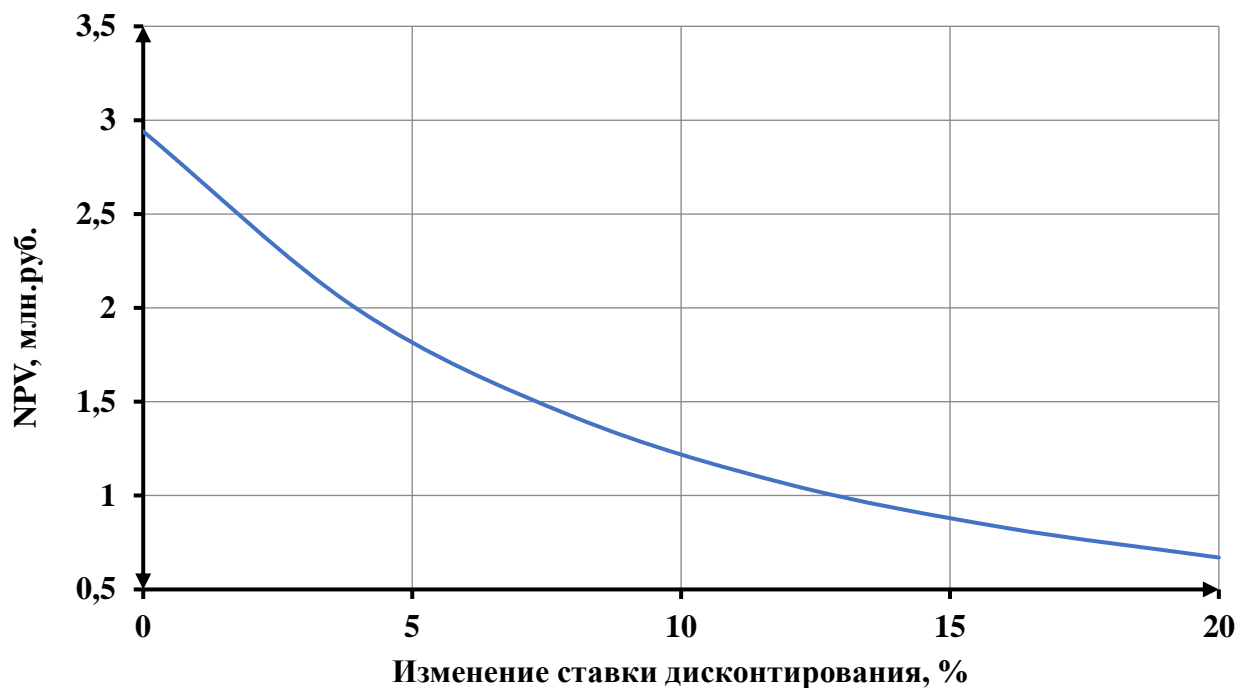


Рисунок 8.4 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

График показывает, что увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению NPV.

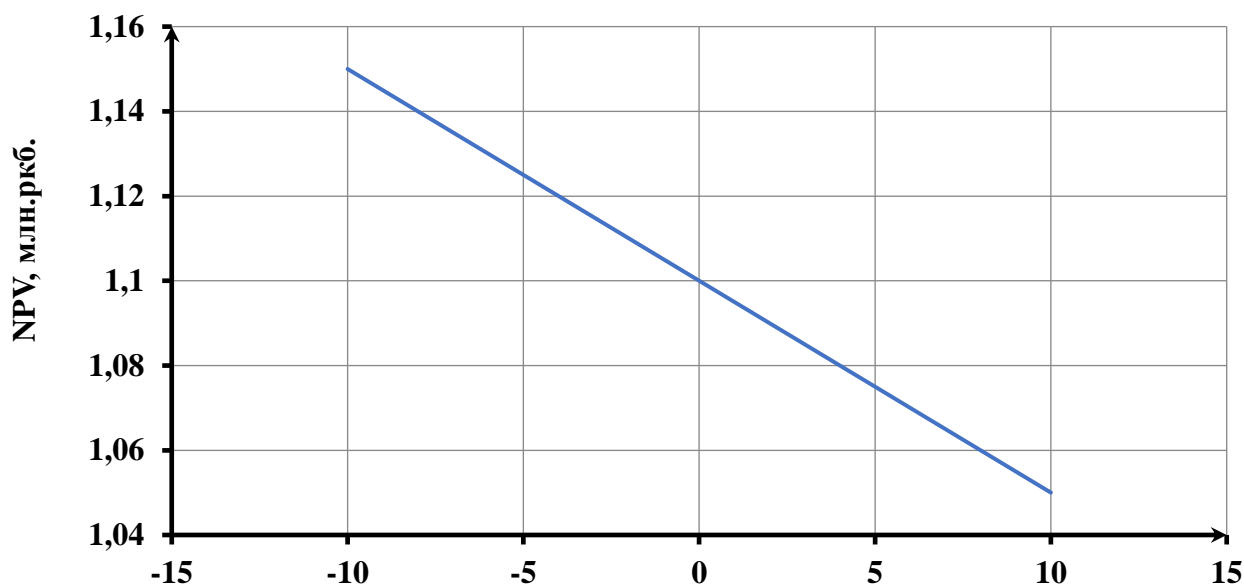


Рисунок 5.3 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки налогов

График показывает, что увеличение ставки налогов приводит к уменьшению величины NPV.

9 Современные НКУ–0,4кВ. Состав, назначение. Принцип действия защит

9.1 Современные НКУ и область его применения

В сложных сетях постоянного и переменного тока необходимо обеспечить его автоматизированное распределение по потребителям, а также гарантировать надежную работу различного вспомогательного оборудования. Одним из ключевых звеньев, выполняющих данные функции, являются НКУ – низковольтные комплектные устройства. На рисунке 9.1 изображен НКУ–СЭЩ.

Низковольтное распредустройство применяется в составе систем энергоснабжения, управления и автоматики в качестве распределительных щитов, силовых распределительных пунктов, щитов и шкафов управления и автоматики. НКУ также могут применяться в качестве распределительных устройств со стороны низшего напряжения комплектных трансформаторных подстанций. Классификация НКУ представлена в таблице 9.1.



Рисунок 9.1 – НКУ–СЭЩ

Таблица 9.1 – Классификация НКУ

Признак классификации	Исполнение
По виду конструкции	Шкафное: может применяться как индивидуально, так и в многошкафном варианте, как комплектное распределительное устройство
По месту установки	Внутренней установки: предназначенное для эксплуатации внутри помещений
По возможности перемещения	Стационарное: закрепленное на месте установки, например к полу, и эксплуатируемое в таком положении
По виду экранирования	Встроенное экранирование в применяемом электронном оборудовании
По способу установки составных частей	Стационарные, съемные, выдвижные
По взаимному расположению	Однорядное, двухрядное
По типу обслуживания	Одностороннее и двухстороннее
По наличию изоляции токоведущих частей	Без изоляции, с изоляцией
По виду управления	Местное, дистанционное
По способу ввода или вывода	Шинной, кабелем
По расположению подключения ввода	Сверху, снизу, слева, справа, сзади
По расположению подключения вывода	Сверху, снизу
По типу шкафов	Вводный, секционный, распределительный; комбинированный, учетный, релейный

НКУ обладает такими преимуществами как:

- надежность – используемое оборудование позволяет обеспечить непрерывное энергоснабжение зданий и сооружений;
- удобство монтажа – в отсеках кабельных присоединений достаточно места для организации подключения большого количества фидеров отходящих линий;
- безопасность – оборудование, находящееся под напряжением, оснащено защищающими от прикосновения панелями;

9.2 Конструктивные особенности

Низковольтные комплектные устройства могут представлять собой один шкаф или многосекционную конструкцию. То же самое касается всех внутренних элементов – тип используемых аппаратов и их количество зависит от конкретного назначения устройства. Но все же можно выделить основные части, из которых состоит НКУ. Какие–то элементы в каждом конкретном случае могут отсутствовать или могут быть объединены. Однако понимание внутреннего зонирования пространства дает общее представление о том, из чего состоит НКУ. Состав НКУ:

– Корпус – это базовая составляющая любого комплектного устройства. Сюда относится металлический каркас, детали обшивки и элементы креплений (перемычки, пластины, стойки и др.). Как правило, все элементы конструкции выполнены из металла или металлических сплавов, чтобы обеспечить непрерывность цепей заземления. Поверхностные детали корпуса покрывают порошковой краской для придания антистатических свойств.

– Вводная часть. Здесь располагаются все аппараты, обеспечивающие ввод электроэнергии. К ним относится вводной автомат, трансформаторы, рубильники, разъединители, предохранители и др. Также сюда можно отнести автоматический ввод резерва. Хотя иногда блок АВР принято выделять в отдельную категорию. Все зависит от конструкции и назначения НКУ.

– Распределительная часть. Она включает в себя различные устройства для распределения электрической энергии. В первую очередь это всевозможные коммутационные аппараты. Также к данной группе относятся устройства защиты от сверхтоков, пониженного напряжения, короткого замыкания и др. Среди составляющих распределительной части можно выделить контакторы, автоматические выключатели, УЗО и др.

– Управляющая часть. Данные элементы в основном присутствуют в НКУ, предназначенных для управления каким–либо оборудованием. Характерным примером являются шкафы управления насосами, отопительными приборами, освещением и т.п. В основном это касается управления электроприводами технических устройств. Речь идет о частотных преобразователях, устройствах плавного пуска и др. В самых простых комплектных устройства управляющая часть представлена выключателями, переключателями, кнопками аварийной остановки и т.п.

– Измерительная часть. Она включает контрольные и измерительные приборы. Это весьма разнообразный класс устройств – амперметры, вольтметры, частотомеры, анемометры, датчики температуры и др. В какой–то степени к измерительной части можно отнести приборы учета электроэнергии. Но обычно их выделяют отдельно или относят к вводно–распределительной части.

– Сигнальная часть. Любое НКУ должно информировать о текущем состоянии аппаратов, цепей и оборудования. Для этого оно должно включать элементы индикации, сигнализации и диспетчеризации. Такая сигнализация может быть световой, звуковой, дистанционной (передача сигнала на

диспетчерский пункт). Как правило, сигнальную часть выносят на внешнюю сторону НКУ – дверь или лицевую панель. Это обеспечивает постоянный быстрый доступ к данным.

Таким образом, низковольтные комплектные устройства состоят из различных функциональных частей. Каждая из них включает целый набор электротехнических приборов, объединенных общим назначением. Внутреннее наполнение НКУ может варьироваться. Но деление внутреннего пространства на функциональные зоны дает лучшее понимание работы низковольтных комплектных устройств.

НКУ имеют шкафное исполнение, предназначенное для установки на пол. Шкаф может состоять из нескольких секций и отсеков, варианты шкафов показаны на рисунках 2 и 3. Секция — часть низковольтного распределительного устройства между двумя последовательно расположенными перегородками. Термин «отсек» означает полностью отгороженную часть секции, за исключением отверстий, необходимых для выполнения электрических соединений. Обозначение вида внутреннего разделения (секционирования) определяет тип разделения внутреннего пространства оболочки перегородками или ограждениями на отдельные отсеки или огражденные подсекции.

Цель разделения с помощью ограждений или перегородок (металлических или неметаллических) состоит в следующем:

- обеспечение защиты от прямого прикосновения в случае доступа к отсоединенной части устройства в то время, когда оставшаяся часть НКУ остается под напряжением;
- уменьшение вероятности проникновения и распространения дуги, возникшей внутри;
- защита от перемещения твердых частиц из одного отсека распределительного устройства на низкое напряжение в соседние отсеки.

Перегородка представляет собой элемент, разделяющий две секции, в то время как ограждение защищает оператора от прямого прикосновения и от воздействия дуги, возникающей при коммутации автоматического выключателя или короткого замыкания.

Существует несколько типоразмеров НКУ первичного распределения: главный распределительный щит (ГРЩ), вводно-распределительное устройство (ВРУ), щит станций управления (ЩСУ) и т.д.

НКУ первичного распределения электроэнергии – главный распределительный щит обычно подключают на низковольтной стороне (НВ) трансформаторов или генераторов. В их состав входят один или несколько вводных шкафов, шинопровод для подключения трансформаторов или генераторов, и шкафы с отходящими линиями. Вводно-распределительные устройства обычно имеют один или два вводных шкафа, и шкафы отходящих линий. Внутри такого устройства находятся обычно выдвижные модули с автоматическими выключателями в литом корпусе и/или модульными автоматическими выключателями. Номинальные токи и токи короткого замыкания низковольтного распределительного устройства конечного распределения меньше

чем у НКУ первичного распределения электроэнергии.

НКУ для управления электродвигателями предназначены для управления и централизованной защиты электродвигателей: в их состав входят соответствующие выключатели и аппараты защиты, а также вспомогательные аппараты контроля состояния и сигнализации. Отходящие линии выполнены в виде выдвижных модулей, каждый из которых электрически соединен только с одним электродвигателем, что позволяет при необходимости совершенно безопасно отсоединить модуль требуемого электродвигателя, не отсоединяя при этом все остальные нагрузки. Также ячейки, помимо типоразмеров, представляют собой имеют функциональное деление (ввод, секционирование, распределение, управление, локальная автоматизация и т.д.). Назначение модулей определяется примененными схемами силовых и вторичных цепей и выбором оборудования. При выборе исполнения функционального модуля, необходимо учитывать требования, связанные с эксплуатацией, техническим обслуживанием и возможностью модернизации НКУ. Примеры шкафного исполнения представлены на рисунках 9.2 и 9.3.

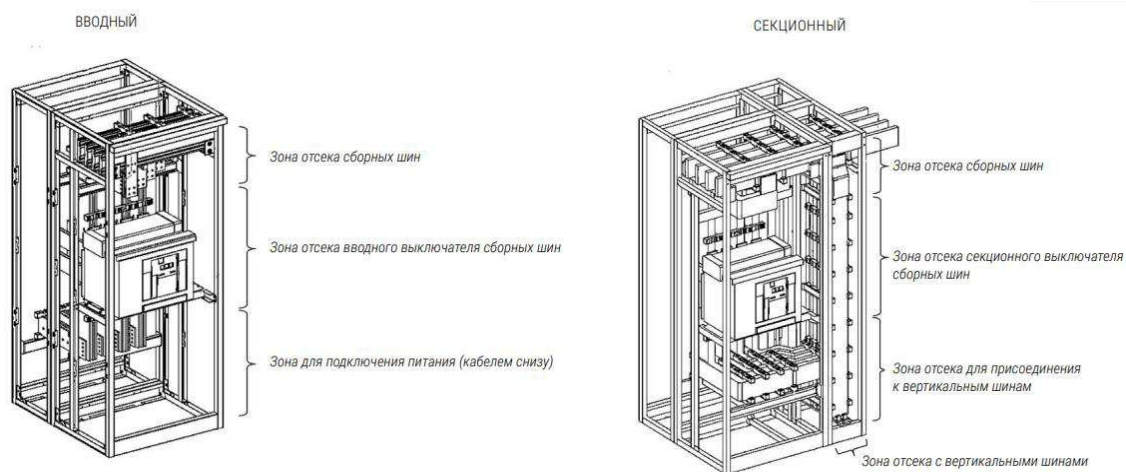


Рисунок 9.2 – Вводный и секционный шкаф

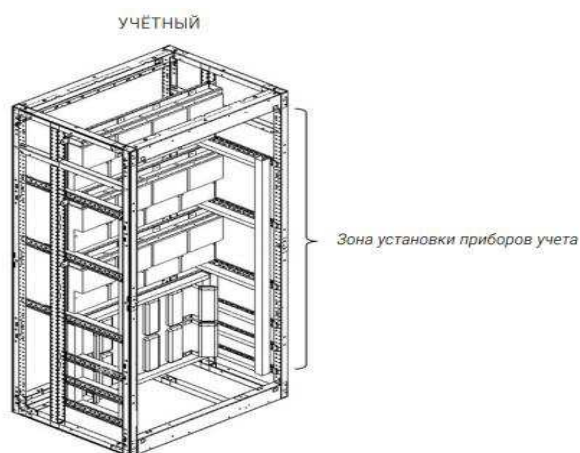


Рисунок 9.3 – Учетный

При возникновении электрической дуги внутри низковольтного комплектного устройства безопасность оператора и электроустановки обеспечивается тремя способами:

- Конструкция выдерживает электрическую дугу
- НКУ оснащено устройствами, ограничивающими дуги.
- НКУ оснащены ТАВ.

9.3 Системы АВР и ВНР в шкафах НКУ

Автоматический ввод резерва – способ обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленный на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного. Осуществляется АВР и ВНР с выдержкой времени, мгновенное отключение вводов при возникновении аварии и их восстановление по квитированию.

Для полноценного выполнения своих непосредственных задач автоматический ввод резерва обязан отвечать следующим предъявляемым требованиям:

- Высокая скорость срабатывания;
- Максимальная надежность переключения вводов;
- Обеспечение однократности срабатывания;
- Переключение только при наличии напряжения на резервном вводе;
- Переключение только при отсутствии короткого замыкания на резервном вводе;
- Наличие настройки порога срабатывания (чтобы исключить ложное срабатывание при просадке напряжения в момент запуска мощных потребителей).

Шкаф АВР представляет из себя пластиковый или металлический корпус с размещённым внутри оборудованием (автоматикой). В зависимости от схемы питания подключённых к шкафу потребителей в них размещаются либо контакторы либо автоматические выключатели.

Когда одна из фаз пропадает и образуется перекос фаз, нарушается чередование и т.п., шкаф автоматического ввода резерва переключает основной ввод электропитания на резервный ввод. Для определения с какого конкретно ввода в данный момент времени происходит питание подключённого потребителя помогает встроенная световая индикация на главной панели щита АВР. Подключение электрических кабелей в щит АВР производится с нижней или верхней части (панели). Настройка шкафа АВР производится при помощи реле контроля фаз.

На рисунке 9.4 показан щит АВР.



Рисунок 9.4 – Щит АВР

АВР реализуется с помощью устройств РЗиА таких как:

- Реле напряжения;
- Цифровых блоков защит;
- Обеспечение однократности срабатывания;
- МБУ (микропроцессорный блок управления);
- Панель индикации и управления.

По схеме работы шкафы АВР делятся на два типа:

Приоритетный шкаф автоматического ввода резерва. Это самый простой вариант шкафа АВР, который предполагает наличие одного основного входа. Такие устройства используются при разном качестве напряжения, питании от не постоянно работающих генераторов или установке разных тарифов электроэнергии.

Бесприоритетный шкаф автоматического ввода резерва. При такой схеме любой из входов может быть основным, а переключение производится при отсутствии нормального напряжения на действующем входе. Использование в щитах АВР такого вида устройств целесообразно в случае необходимости минимизации количества коммутаций между равноценными входами.

Щкафы типа ШАВР обеспечивают:

- Постоянный контроль наличия напряжения в цепях основного резервного источника питания.

– Автоматическое восстановление электропитания потребителей электрической энергии путем присоединения резервного источника питания за время менее 1 сек, в случаях пропадаания напряжения основного источника питания.

– Непрерывное сравнение текущих значений напряжения основного и резервного источников питания с заранее заданными максимальным и минимальным допустимыми значениями отклонения напряжения от номинального.

– Постоянный контроль правильности чередования фаз основного и резервного источников сетевого питания.

– Автоматическое восстановление нормального питания потребителей электрической энергии путем присоединения резервного источника питания в случаях изменения чередования фаз питающего ввода.

– После восстановления основного источника питания типа ШАВР с заданной выдержкой времени (10:300 сек) обеспечивает восстановление до аварийной схемы питания электроустановок потребителя.

– Отключение использования основного и (или) резервного питания по команде оператора.

– Визуальный контроль наличия напряжений основного и резервного вводов, включения контакторов, коммутирующих на нагрузку основной либо резервный источники питания, а также нарушения фазировки сетевых напряжений основного и резервного вводов.

– Измерение линейных, фазных напряжений и потребляемых нагрузкой токов по основному и резервным вводам сети.

– Учет потребляемой электрической энергии как по основному, так и по резервному вводам.

– Защиту токоприемников от токов перегрузки и короткого замыкания.

– Защиту токоприемников от перефазировки сетевых напряжений основного и резервного вводов.

– Контроль обрыва фаз в электрических сетях переменного тока.

– Секционирование выхода шкафа типа ШАВР и защита от аварийных ситуаций по каждому потребителю.

9.4 Защиты в составе НКУ

На рисунке 9.5 можно увидеть релейный шкаф, в который входят основные защиты НКУ-0,4кВ

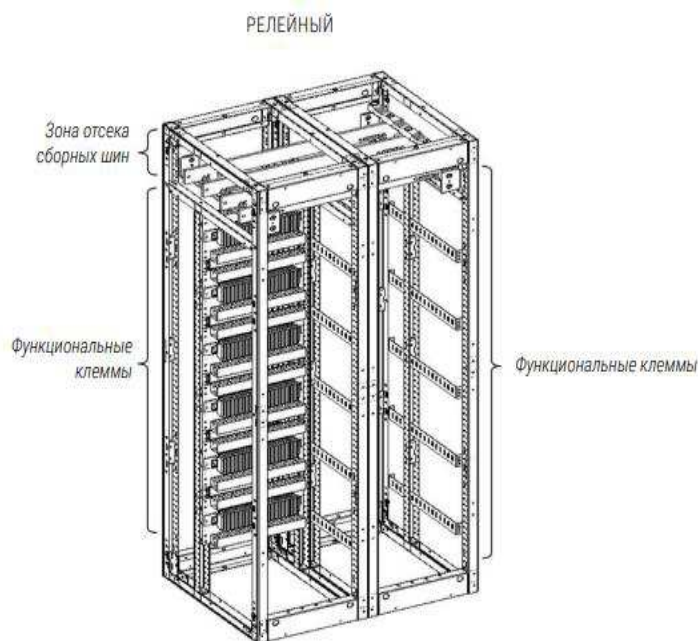


Рисунок 9.5 – Релейный шкаф

В основной состав защит НКУ входят такие защиты, как МТЗ, ТНЗ, ЗМН, ЗМЧ, тепловая защита, контроль синхронизма.

Состав МТЗ в НКУ:

- МТЗ в фазах;
- МТЗ в фазах при включении на «холодную нагрузку»;
- МТЗ от замыкания на землю;
- МТЗ при включении на «холодную нагрузку»;
- МТЗ обратной последовательности.

Принцип действия МТЗ заключается в том, что между узлом задержки и токовым реле существует зависимая связь, благодаря которой отключение происходит не на начальной стадии возрастания тока, а спустя некоторое время после возникновения нештатной ситуации. Данный промежуток времени слишком короткий для того, чтобы величина тока достигла критического уровня, способного навредить защищаемой цепи. Но этого хватает для предотвращения возможных ложных срабатываний защитных устройств.

Состав ТНЗ в НКУ:

- Направленная МТЗ в Фазах;
- Направленная МТЗ от замыкания на землю;
- Максимальная направленная защита активной мощности;
- Минимальная направленная защита активной мощности.

Направленная МТЗ отличается от ненаправленного, наличием в схеме реле направления мощности (реле мощности). Реле мощности – такие реле, которые замыкают свои контакты при положительном направлении мощности и размыкают при обратном. Положительное направление – от сборных шин к линии. В схеме направленных защит контакты реле мощности включаются

последовательно с контактами токовых реле, т.е. защита срабатывает только при одновременном замыкании этих контактов. А максимальная/минимальная направленная защита активной мощности отслеживает падение активной мощности выдаваемой в направлении «вперед» ниже установленного значения, а также превышение ею значения другой уставки.

Состав ЗМН в НКУ:

- Защита минимального напряжения прямой последовательности;
- Защита минимального напряжения (линейного или фазного);
- Защита минимального напряжения (линейного или фазного);
- Защита максимального напряжения нулевой последовательности;
- Защита максимального напряжения обратной последовательности.

При возникновении аварийных ситуаций, связанных с короткими замыканиями, происходят большие потери энергии, когда приложенная мощность расходуется на развитие повреждений. При этом возникают огромные токи, а уровень напряжения резко снижается. Такая же картина, но менее ярко проявляется при перегрузке схемы, когда мощностей источников напряжения начинает явно не хватать. Этот принцип используется в работе защит, которые контролируют величину напряжения в сети и отключают силовой выключатель при снижении напряжения до минимально возможной величины — уставки. Релейные защиты максимального напряжения создаются по принципу минимальных с теми же измерительными органами, но само реле напряжения настраивается на срабатывание по уставке увеличения, превышающей определенный, допустимый уровень напряжения для работающей схемы.

Состав ЗМЧ в НКУ:

- Защита минимальной частоты;
- Защита максимальной частоты;

Если предел частоты ступени установлен ниже номинальной частоты, то ступень защиты работает как ступень от понижения (минимальной) частоты. Соответственно ступень выполняет функцию реле от повышения (максимальной) частоты, когда уровень частоты задан выше номинальной частоты. Уставка частоты не может быть равна номинальной частоте.

Тепловая защита предназначена для защиты от чрезмерного повышения температуры обмоток двигателей, как при медленно нарастающих, так и быстро нарастающих тепловых перегрузках. Система температурной защиты включает в себя температурный датчик (терморезистор), блок тепловой защиты, контактное или бесконтактное коммутирующее устройство для отключения обмоток электродвигателя.

Релейный шкаф в НКУ имеет такие функции как:

- память аварийных событий;
- регистрация аварийных процессов; – самодиагностика БМРЗ;
- интеграция в систему АСУ;
- запись осциллограмм аварийных процессов;

- прием, отображение, регистрация импульсных и длительных сигналов аварийной и предупредительной сигнализации без выдержки или с выдержкой времени, с обеспечением повторности действия;
- световая индикация состояния входов;
- выдача сигналов обобщенной сигнализации, в том числе импульсных;
- управление звуковой сигнализацией с возможностью автоматического квитирования;
- прием и обработка "местных" и "дистанционных" сигналов квитирования;
- формирование журналов событий с возможностью блокировки записи отдельных событий, счетчик событий;
- осциллографирование всех принимаемых и выдаваемых сигналов;
- самодиагностика и диагностика исправности датчиков;
- встроенные часы;
- календарь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Илычевского гидроузла на реке Илыч, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 169 МВт и среднемноголетняя выработка 478 млн. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 47,79 м;
- расчетный – 39,60 м;
- минимальный – 35,10 м;

Была выбрана турбина ПЛ50–В–450. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 166,7 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ–850/190–48 с номинальной активной мощностью 57 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (3 одиночных блока, 2 служебных блока, 2 отходящие воздушные линии) двумя рабочими и обходной системами сборных шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 80000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ–2000/10, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС–240/32.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. В состав сооружения входят:

- левобережная глухая бетонная плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 46 м;
- отметка подошвы плотины – 113,60 м;
- число водосливов – 2;
- ширина водосливно-го фронта – 23 м;
- длина плотины по гребню – 562,4 м;
- отметка гребня плотины – 185,00 м;
- ширина гребня – 48,9 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется колодец. Бетонная плотина разделяется по длине постоянными температурными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 156 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 0,25 руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 76476,33 руб./кВт.

Таким образом строительство Ильичевского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мосин К.Ю. Гидрология: методические указания к практическим занятиям / К.Ю. Мосин. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
2. Александровский А.Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно–методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2005. – 114 с.
3. Затеева Е.Ю. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / Е.Ю. Затеева. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно–энергетические расчеты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2014. – 106 с.
5. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
6. Васильев Ю.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2 т. / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 336 с.
7. Новоженин В.Д. Гидроэлектростанции России: Справочное пособие / В.Д. Новоженин, Е.В. Невский. – Санкт–Петербург: Типография «Институт Гидропроект», 1998. – 467 с.
8. М.И. Дворецкая. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России. Справочник. / А.П. Жданова, О.Г. Гушникова, И.В. Слива, В.В. Берлина. – Санкт–Петербург: Издательство Политехнического Университета, 2018. – 224 с.
9. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов / А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Няшкова. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
10. Кох П.И. Козловые краны для гидроэлектростанций / П.И. Кох, П.М. Нещеретный, В.А. Чекулаев. — Москва: «Машиностроение», 1972. — 168 с.
11. Брызгалов В.И. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. — Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. — 541 с.
- 12.СТО РусГидро 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 290 с.
- 13.СТО РусГидро 04.02.75–2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования. – Введ.

19.09.2011 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 63 с.

14. 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.

15. 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.

16. Куценов Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учеб. пособие / Д.А. Куценов, И.Ю. Погоняйченко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2009. – 232 с.

17. СТО 56947007–29.240.014–2008 «Укрупненные 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.

18. 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.

19. Номенклатурный каталог 2020 [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru/blog/information-materials/#bx>.

20. 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.

21. Каталог «Трансформаторно–реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // УЭТМ. – Режим доступа: <https://www.uetm.ru/katalog-produktsii/?url=transformarno-reaktornoe+oborudovanie>.

22. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.

23. Каталог «Ограничители перенапряжений 6–220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд». – Режим доступа: <http://www.zavod-razryad.ru/>.

24. 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.

25. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>.

26. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>.

27. 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.

28. 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
29. ГОСТ Р 56303–2014 «Оперативно–диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» – Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.
30. СТО 56947007–29.240.10.249–2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» – Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.
31. Чернобровов Н.В. Релейная защита электрических систем: Учебное пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – Москва: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
32. Матвиенко И.А. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: методические указания по выполнению лабораторных работ № 1–5 / И.А. Матвиенко. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2020. – 64 с.
33. Правила устройства электроустановок. Издание 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706 с.
34. 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.
35. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82: дата введения 2013–01–01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
36. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33–01–2003: дата введения 2013–01–01. – Москва: ФГУП ЦПП, 2012. – 110 с.
37. Киселев П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам / П.Г. Киселев. – Москва: Энергия, 1974. – 312 с.
38. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84: дата введения 2011–05–20. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
39. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие / Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов. – Москва: АСВ, 2011. – 584 с.
40. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная версия СНиП 2.06.06 – 85: дата введения 2013–01–01. – Москва: Минрегион России, 2012. – 110 с.
41. Лапасова В.В. Управление проектами: методические указания по выполнению курсовой работы и экономической части выпускной

квалификационной работы / В.В. Лапасова. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно–Шушенский филиал, 2018. – 40 с.

42. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг.» – Москва, 2017. – 22 с.

43. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации N 117–ФЗ (ред. от 18.03.2020) по состоянию на 5 августа 2000 г. – Москва: Кодекс, 2020. – 1228 с.

44. Лебедев В.Д. «Измерительные преобразователи тока для цифровых устройств релейной защиты и автоматики» – Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем / В.Д. Лебедев, Г.А. Филатова, А.Е. Нестерихин. – Екатеринбург: Научные труды IV Международной научно–технической конференции, 2013. – 7 с.

45. Цифровые измерительные трансформаторы [Электронный ресурс]: офиц. сайт производ. // ООО НПО «ЦИТ». – Режим доступа: <https://digitrans.ru>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно–энергетические расчёты

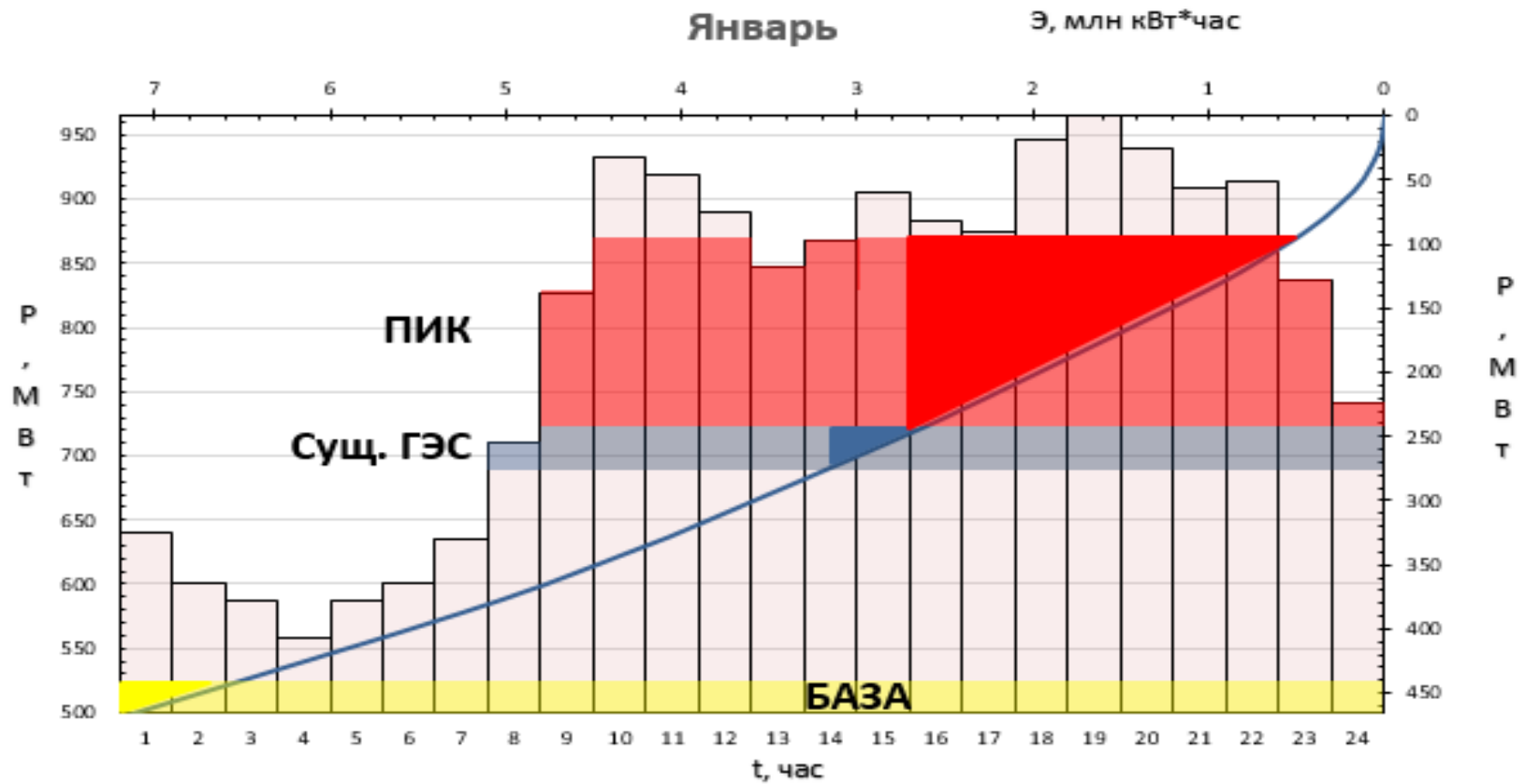


Рисунок А1 – Вписывание проектируемой ГЭС в суточный график по январю

Продолжение приложения А

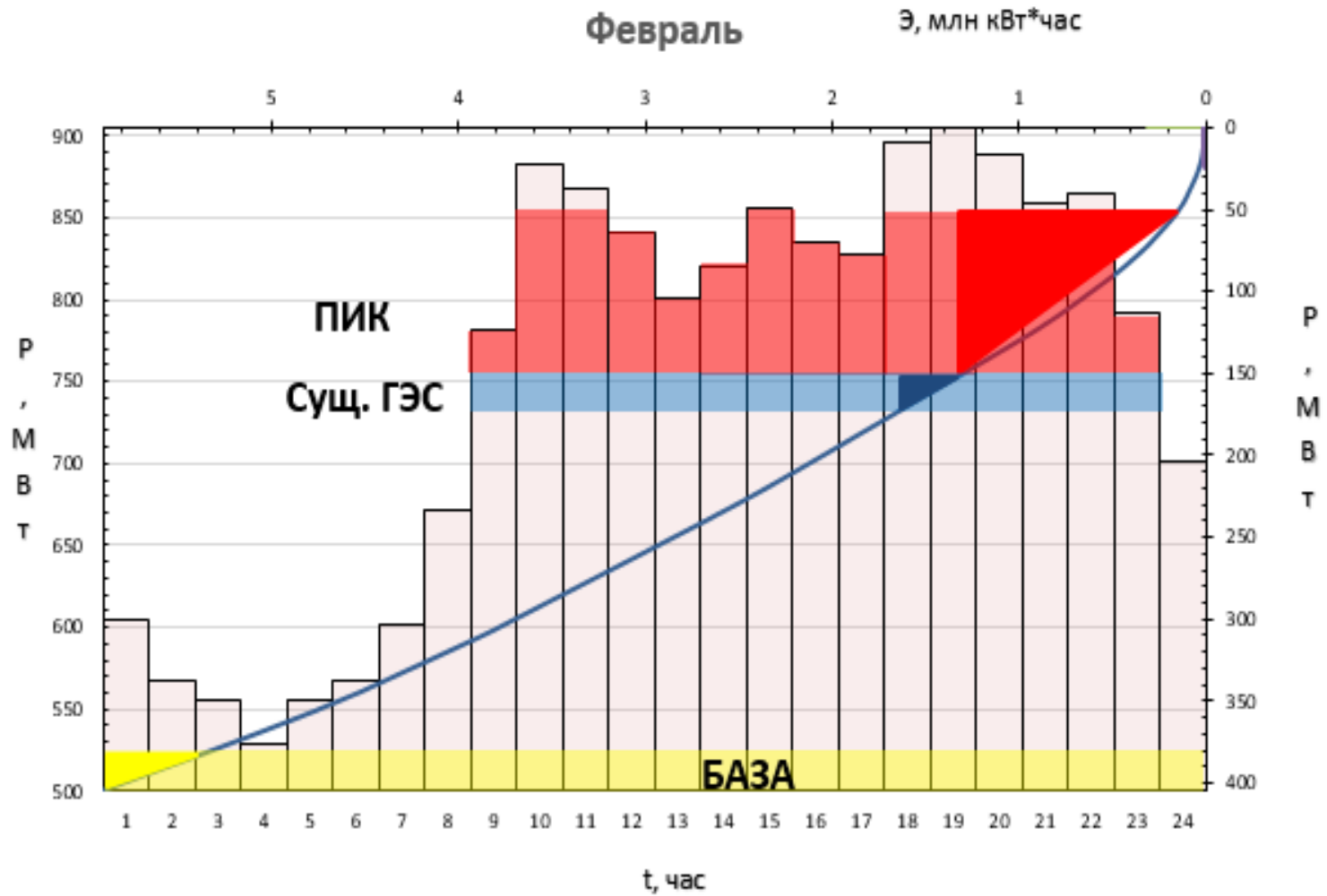


Рисунок А2 – Вписывание проектируемой ГЭС в суточный график по февралю

Продолжение приложения А

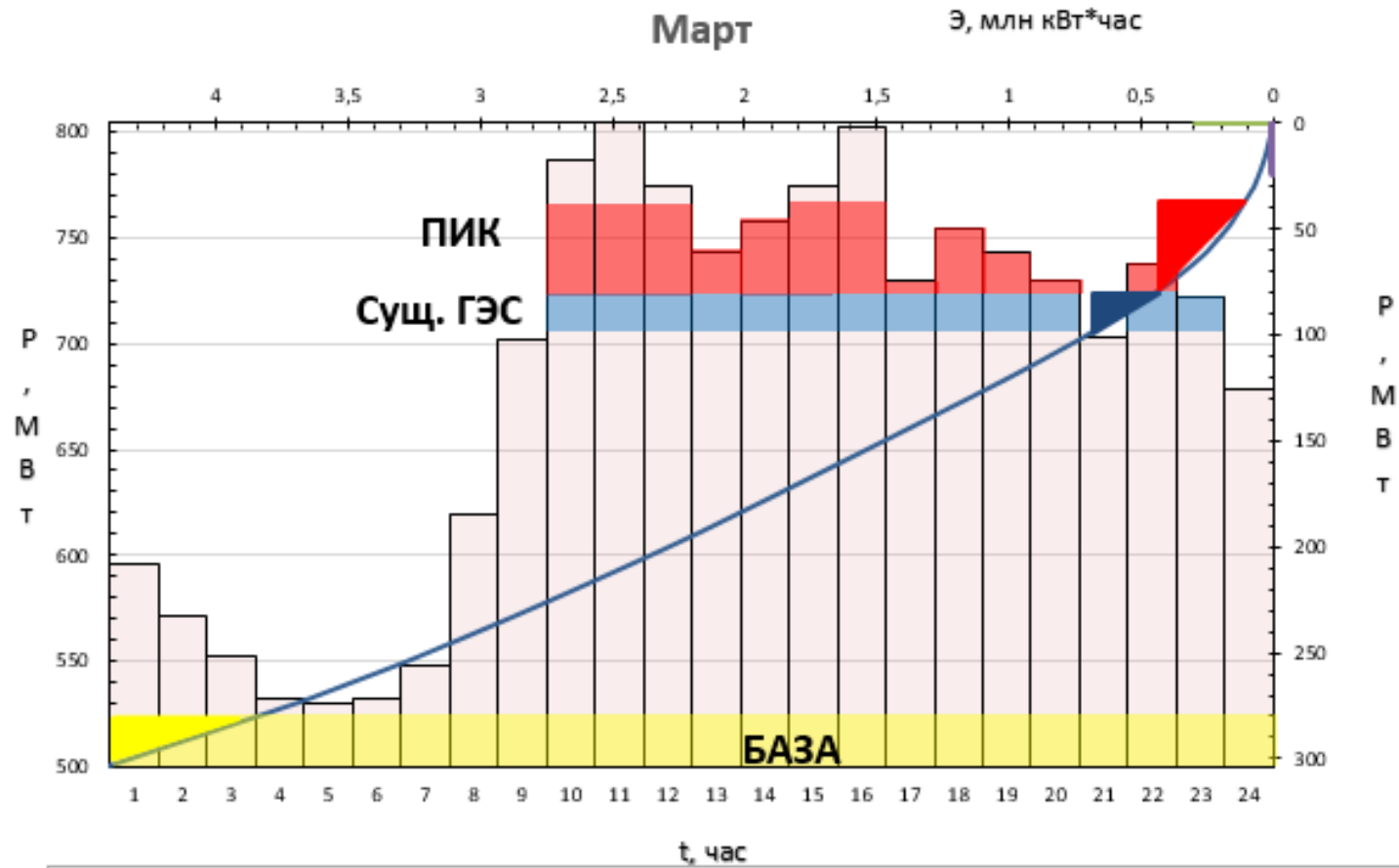


Рисунок А3 – Вписывание проектируемой ГЭС в суточный график по марту

Продолжение приложения А

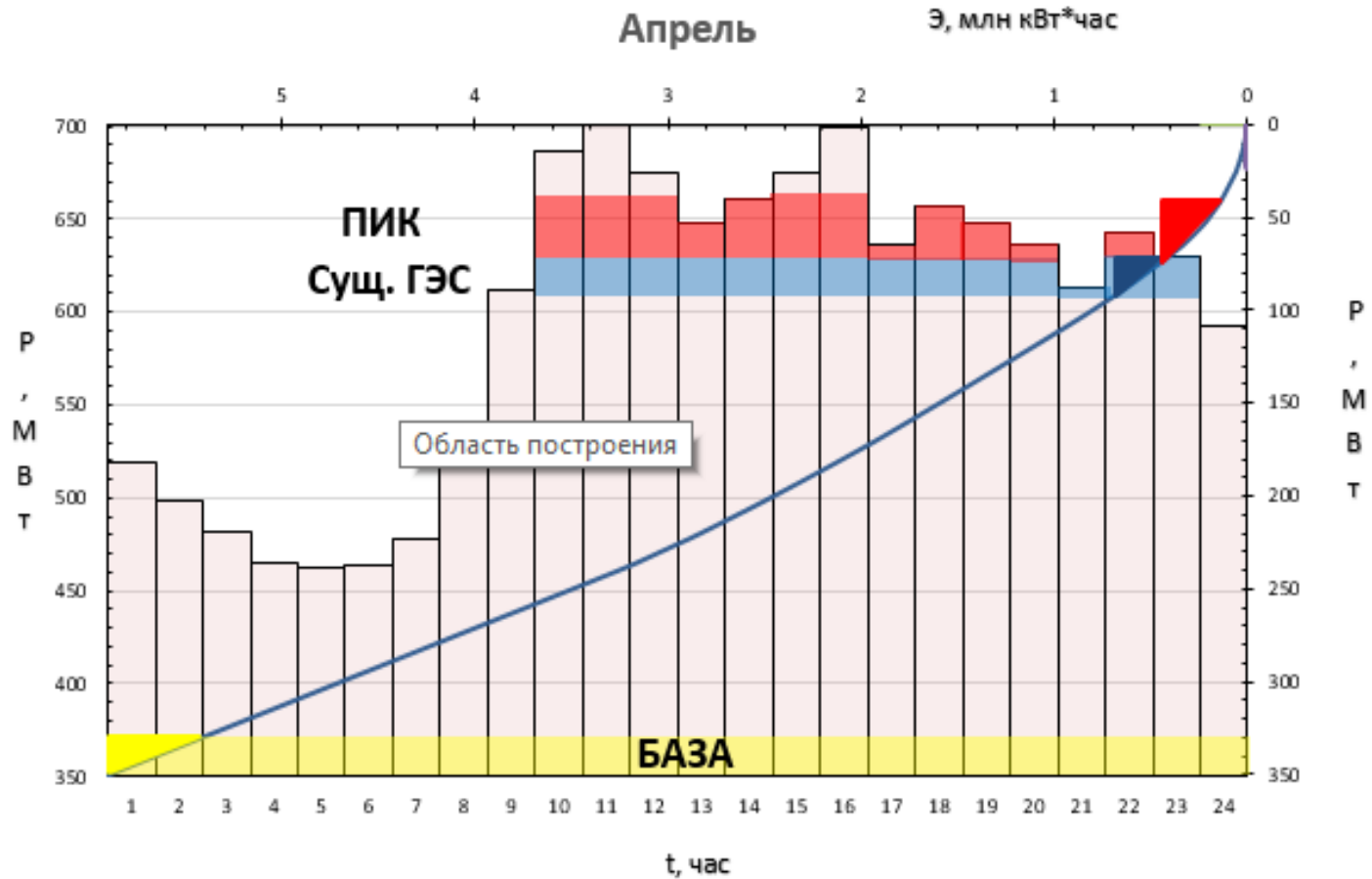


Рисунок А4 – Вписывание проектируемой ГЭС в суточный график по апрелю

Продолжение приложения А

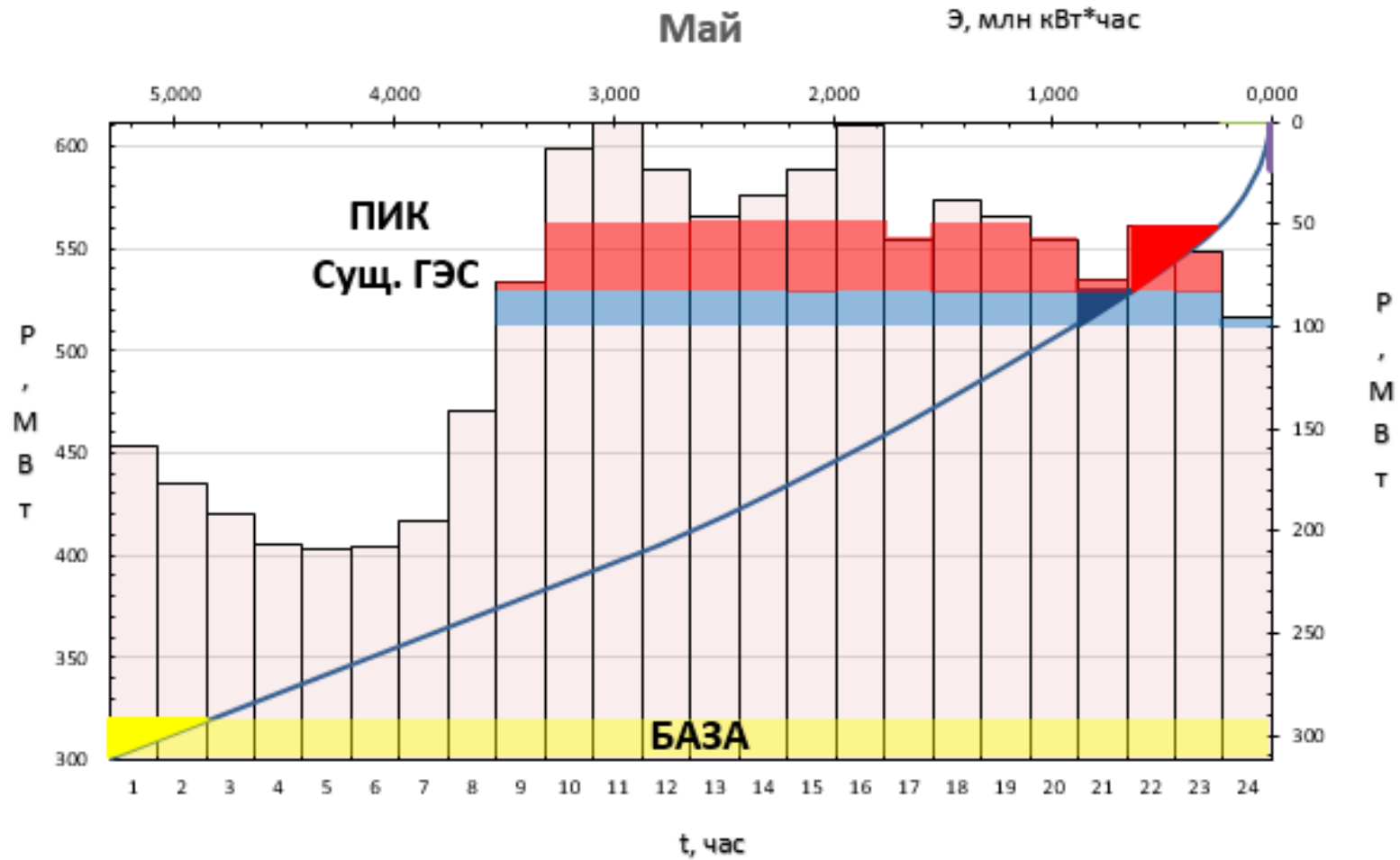


Рисунок А5 – Вписывание проектируемой ГЭС в суточный график по маю

Окончание приложения А

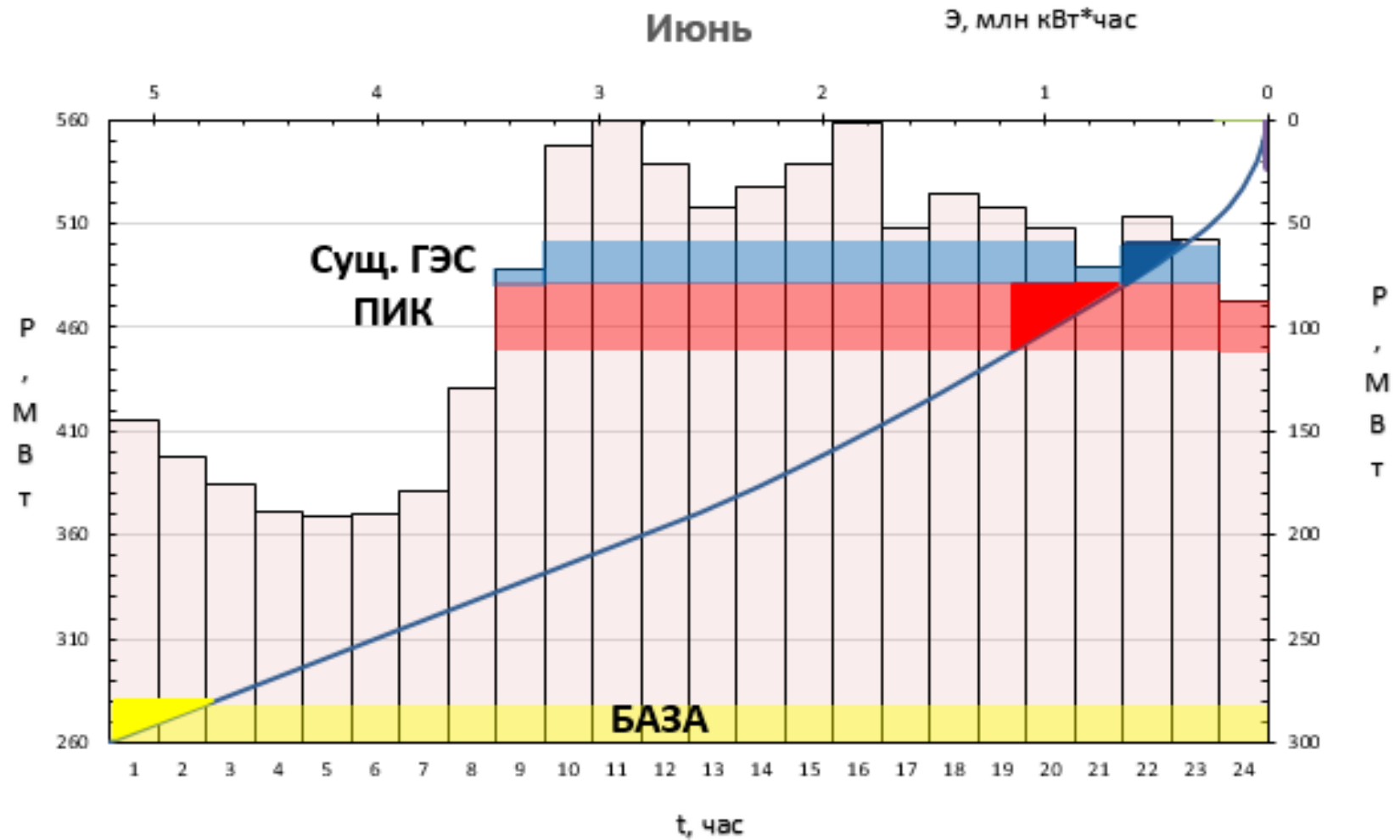


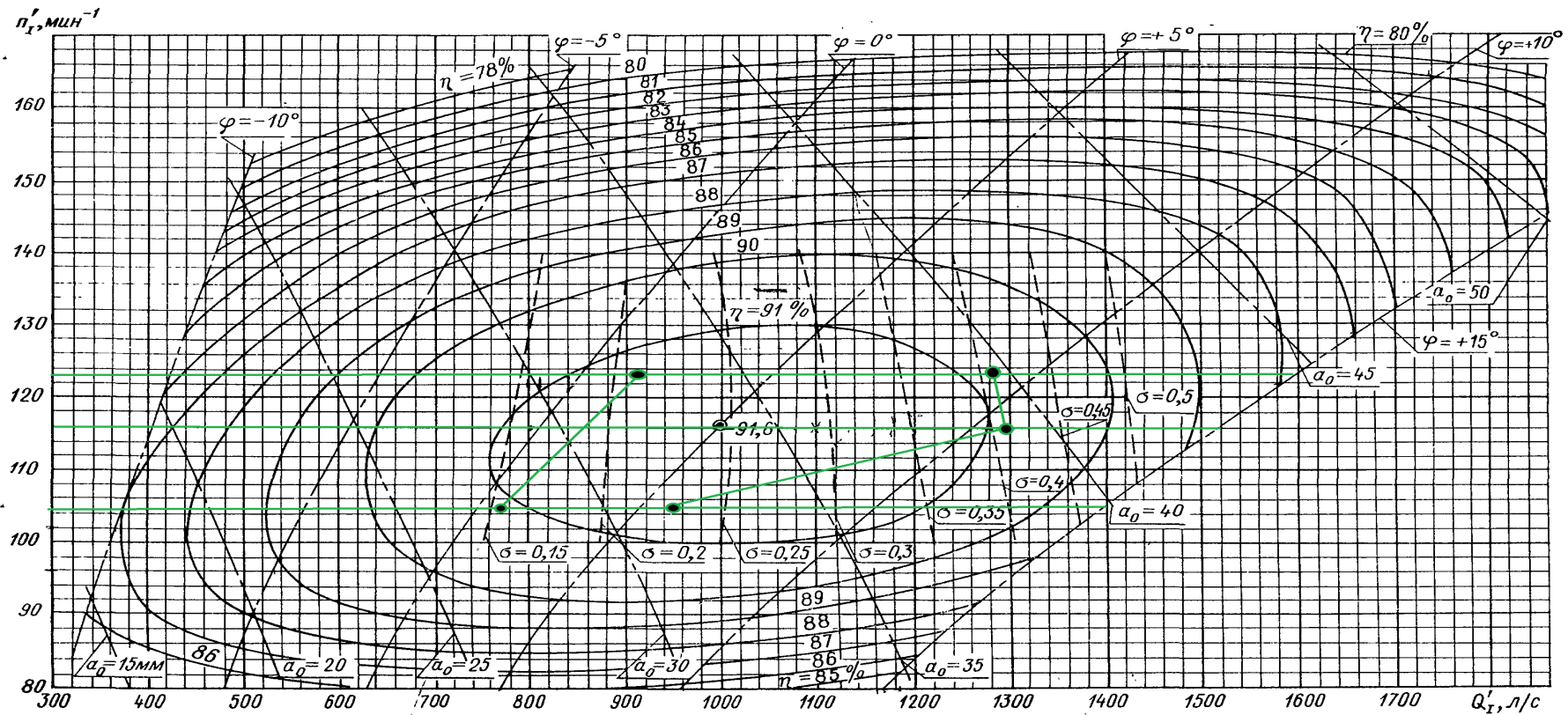
Рисунок А6 – Вписывание проектируемой ГЭС в суточный график по июню

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

$D_1=3\text{м}$

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46
№ 3247 ХТЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 12 м и $t=21^\circ\text{C}$

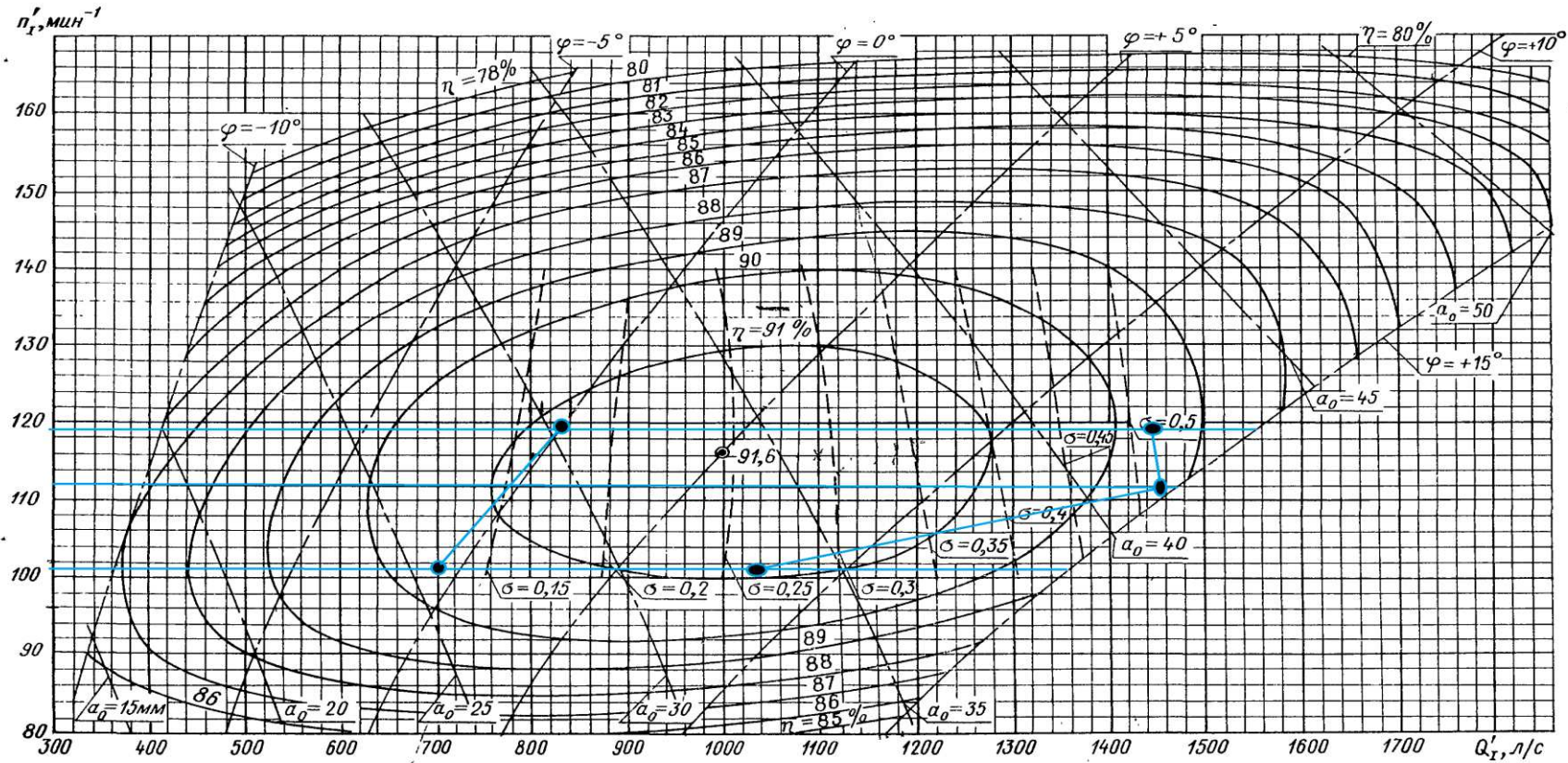
Черт. 18

Рисунок Б.1 – Рабочие зоны гидротурбины ПЛ50-В-300

Продолжение приложения Б

$D_1=3,15$ м

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46
№ 3247 ХТЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 12 м и $t=21^\circ\text{C}$

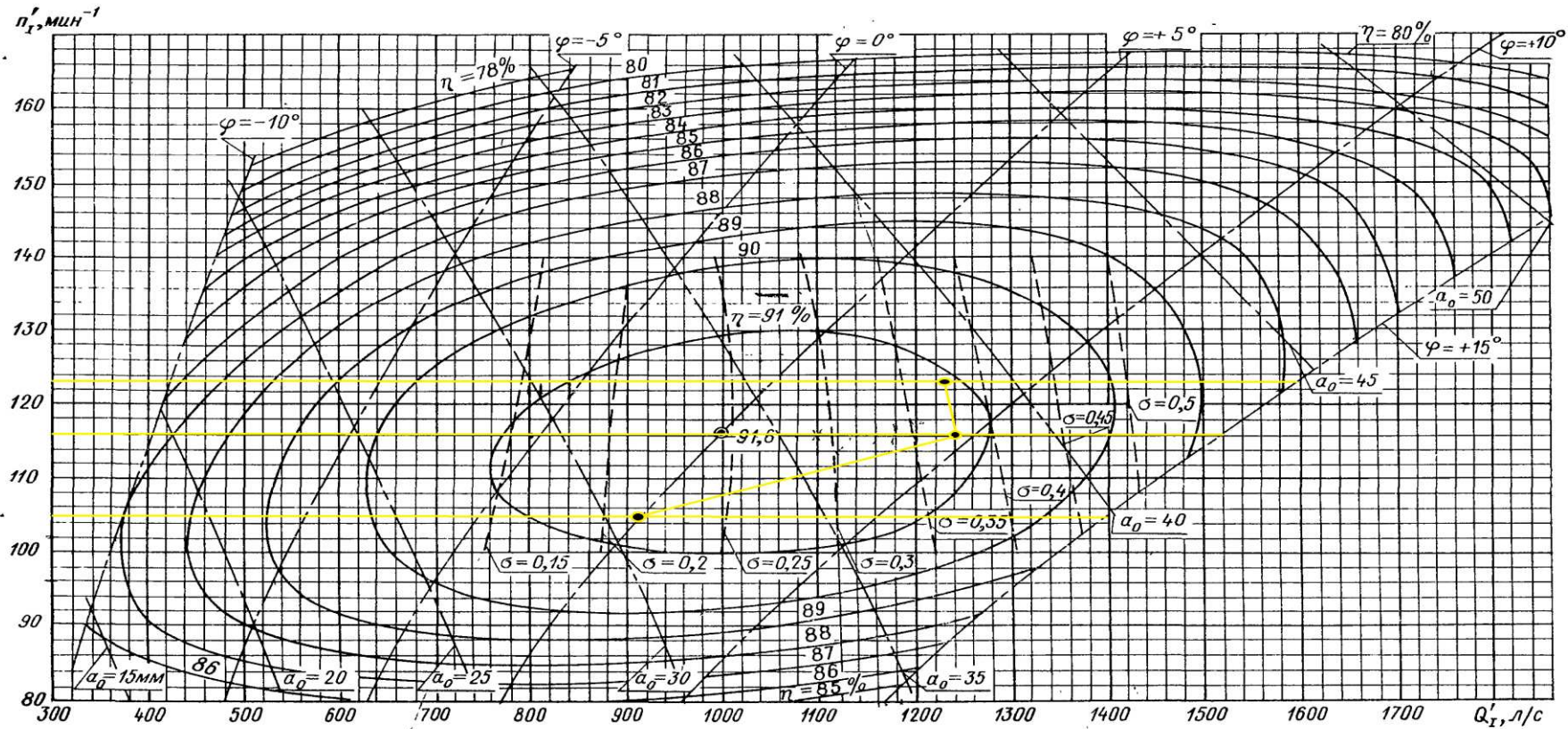
Черт. 18

Рисунок Б.2 – Рабочие зоны гидротурбины ПЛ50–В–315

Продолжение приложения Б

$D_1=3,75 \text{ м}$

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46
№ 3247 ХТЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины 12 м и $t=21^\circ\text{C}$
Черт. 18

Рисунок Б.3 – Рабочие зоны гидротурбины ПЛ50–В–375

Продолжение приложения Б

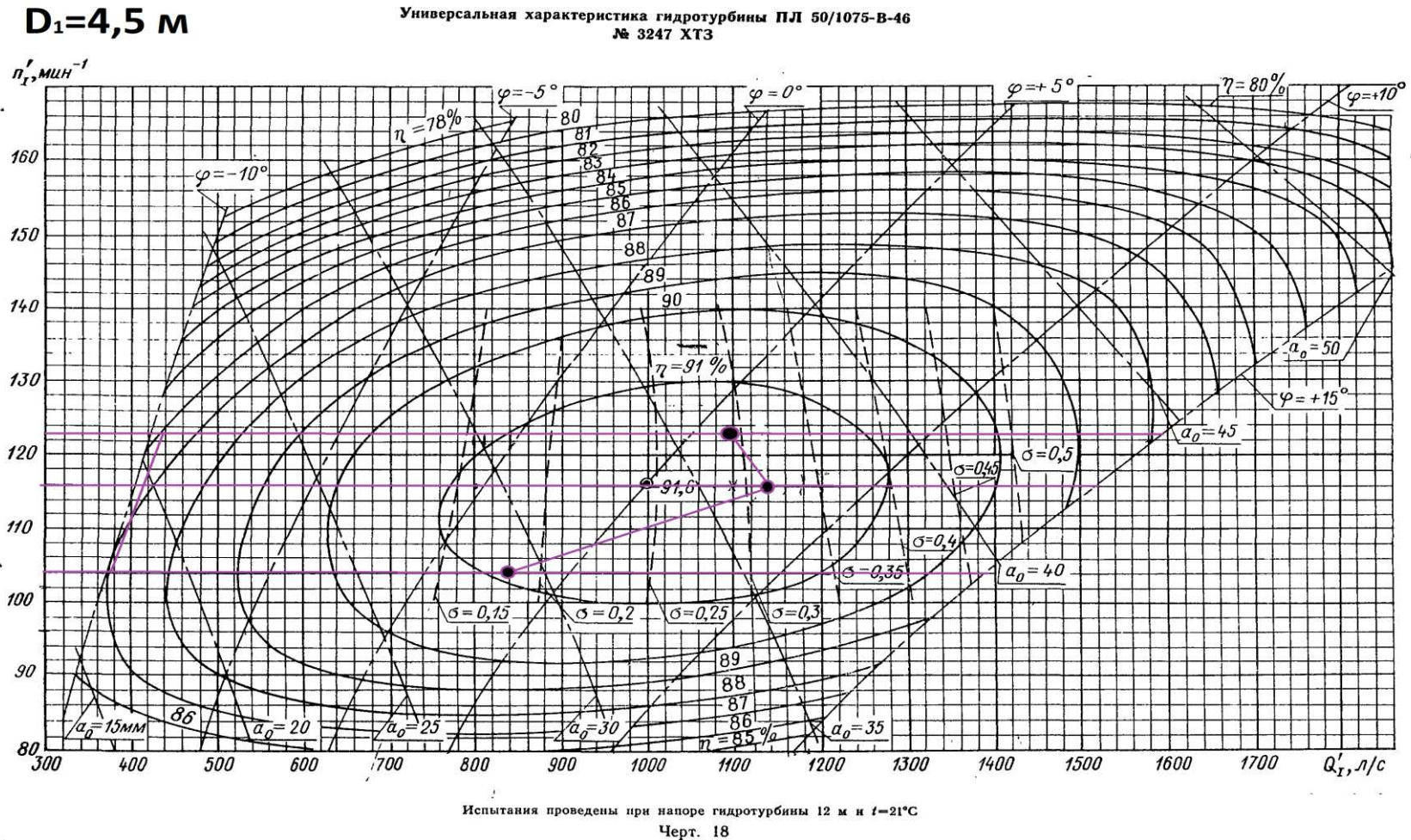
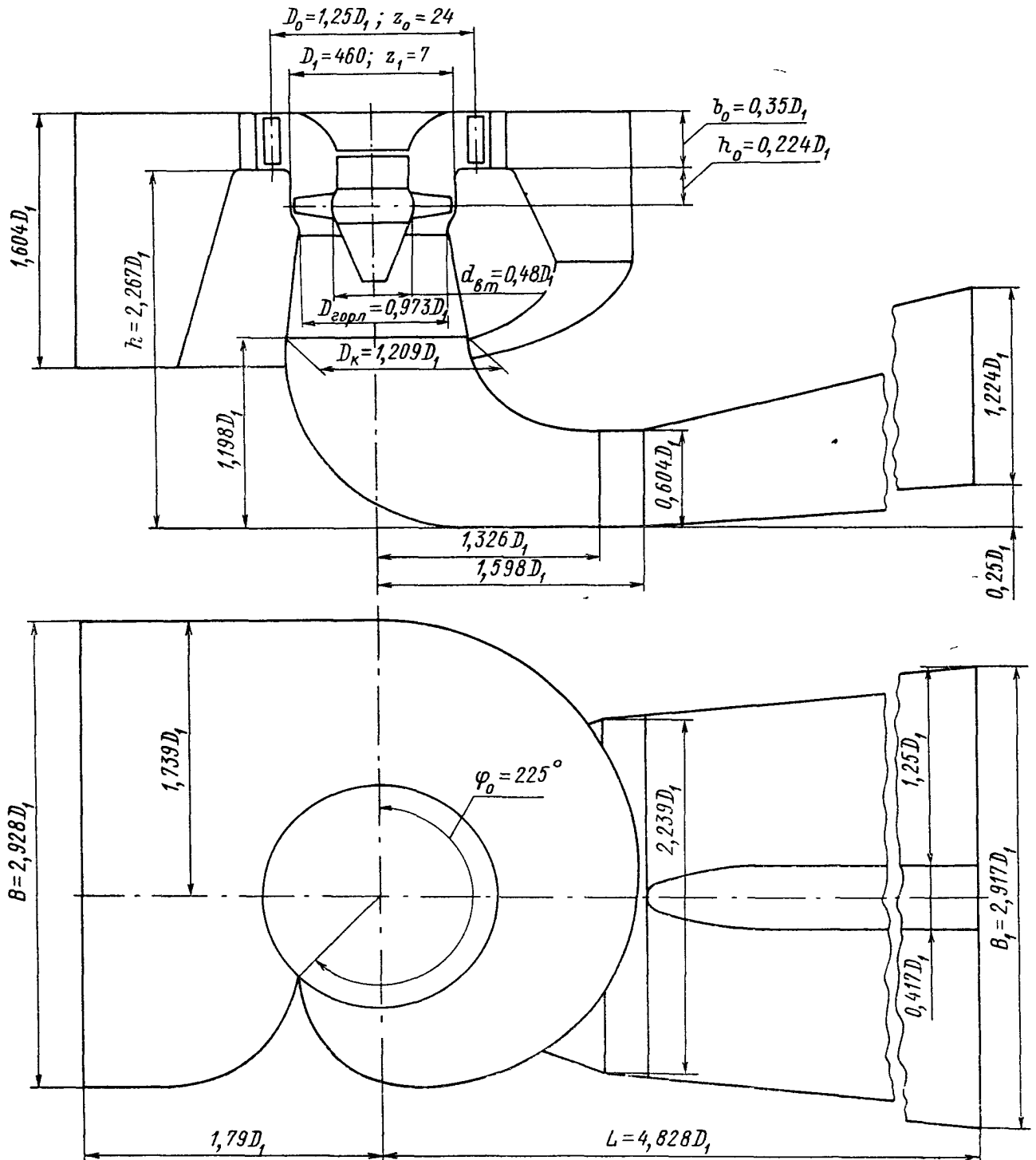


Рисунок Б.4 – Рабочие зоны гидротурбины ПЛ50–В–450

Продолжение приложения Б

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ 50/1075-В-46 (к универсальной характеристике № 3247 ХТЗ)



Черт. 17

Рисунок Б.5 – Проточная часть гидротурбины ПЛ50-В

Продолжение приложения Б

Номенклатурные диаметры рабочих колес D_1 , диаметры расположения осей лопаток направляющего аппарата D_0 , количество направляющих лопаток z_0 и основные размеры статоров

D_1 , мм	D_0 , мм	z_0	Для бетонной спиральной камеры						Для металлической спиральной камеры				
			D_b	D_a	D_4	$\approx R$	h_1	h_2	D_b	D_a	D_4	R	h
1800	2200	16	—	—	—	—	—	—	2600	3050	3300	200	210
2000	2400	16	—	—	—	—	—	—	2850	3350	3600	200	230
2250	2750	16	—	—	—	—	—	—	3200	3750	4000	200	230
2500	2900	24	3400	3900	4000	280	320	230	3300	3900	4150	250	250
2800	3250	24	3820	4380	4480	300	350	250	3720	4380	4630	250	250
3200	3750	24	4370	5000	5100	300	400	300	4260	5000	5350	300	320
3600	4200	24	4850	5000	5700	350	400	300	4800	5550	5900	350	350
4000	4650	24	5420	6200	6300	350	450	350	5320	6150	6500	350	350
4500	5250	24	6100	7000	7100	400	450	350	6000	6950	7350	400	410
5000	5800	24	6750	7700	7800	400	500	400	6600	7650	8050	400	410
5500	6400	24	7450	8550	8050	500	500	400	7300	8450	8850	500	460
6000	7000	24	8150	9350	9450	500	550	450	8000	9250	9650	500	460
6500	7500	24	8850	10100	10200	600	550	450	8700	10000	10400	600	500
7000	8100	24	9200	10550	10650	600	550	500	9320	10750	11500	600	500
7500	8750	24	9850	11300	11400	600	550	500	10000	11500	12000	650	550
8000	9300	24	10450	11950	12050	600	550	500	10650	12300	12750	650	550
8500	9850	24	11150	12700	12800	600	550	500	11350	13100	13600	650	550
9000	10500	32	11800	13500	13600	600	600	550	—	—	—	—	—
9500	11000	32	12450	14250	14350	600	600	550	—	—	—	—	—
10000	11500	32	13100	15000	15150	600	600	550	—	—	—	—	—
10500	12000	32	13750	15750	15850	600	600	550	—	—	—	—	—

Рисунок Б.6 – Размеры статоров турбины

Окончание приложения Б

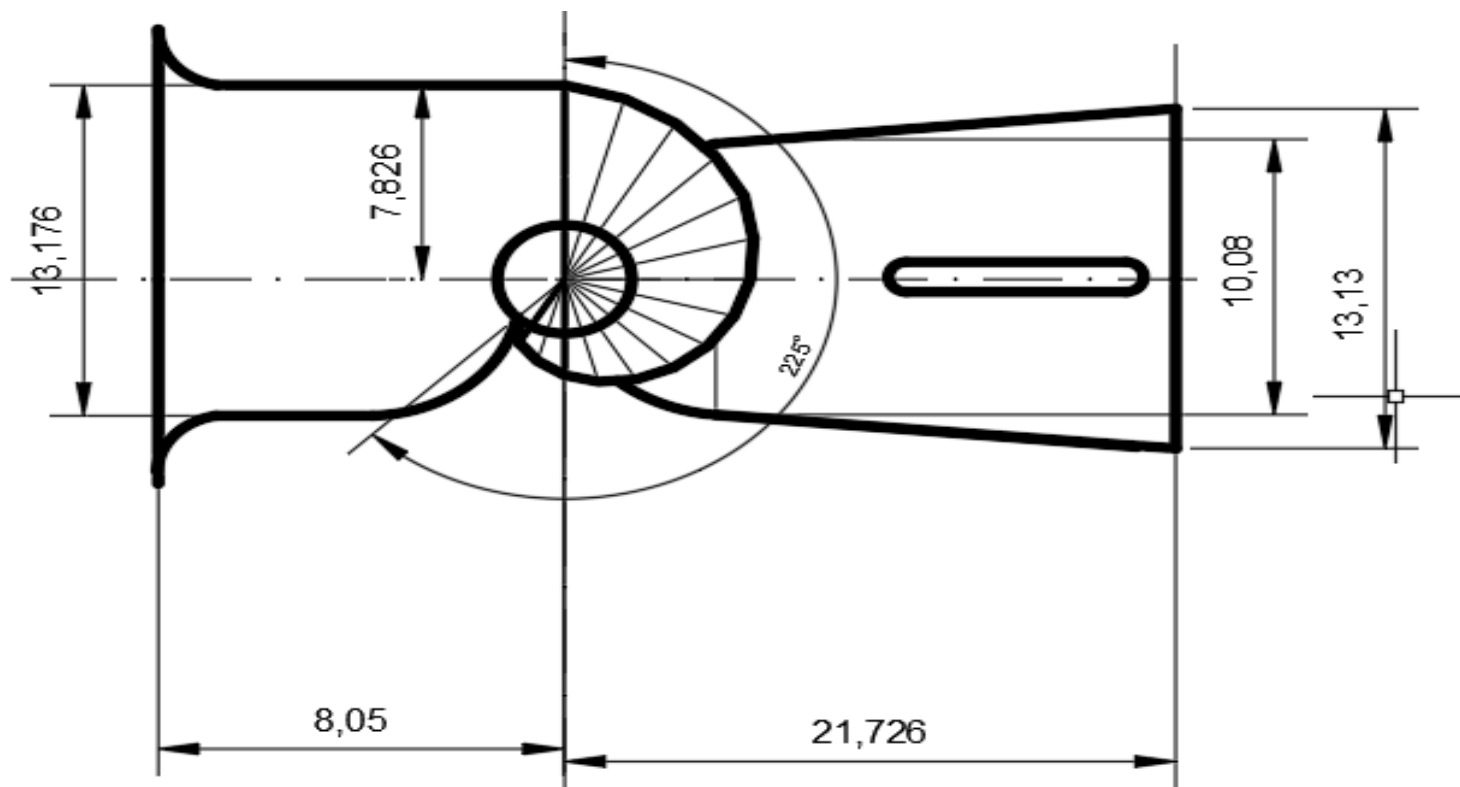



Рисунок Б.7 – План спиральной камеры

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

Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических систем и
электрических сетей
кафедра


УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

«16»  2022 г.

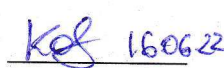
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИЛЫЧЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ИЛЫЧ.
СОВРЕМЕННЫЕ НКУ-0,4кВ. СОСТАВ, НАЗНАЧЕНИЕ. ПРИНЦИП
ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТ
тема

Руководитель  16.06.22
подпись, дата
Канд. техн. наук, доцент
кафедры ГГЭСиЭС Саяно-
Шушенского филиал СФУ
ученая степень, ученое звание,
должность, место работы

Р.Ю. Беляев
инициалы, фамилия

Выпускник  16.06.22
подпись, дата

Д.С. Коваленко
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ильчевской ГЭС на реке Ильч. Современные НКУ-0,4кВ. Состав, назначение. Принцип действия защит»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 08.06.22 В.И. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

В.В. Касаткина В.В. Касаткина
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

В.В. Касаткина В.В. Касаткина
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

В.В. Касаткина М.С. Румянцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

В.В. Касаткина В.В. Касаткина
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.В. Касаткина В.В. Касаткина
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

В.В. Касаткина В.А. Касаткина
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. Касаткина В.В. Касаткина
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

В.В. Касаткина В.В. Касаткина
подпись, дата инициалы, фамилия