

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

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

« ____ » _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИРИШЛЕКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОНДОМА
СНИЖЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ВИБРАЦИИ НА ЧЕЛОВЕКА ПРИ РАБОТЕ НА
ОБЪЕКТАХ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ
тема

Руководитель _____
подпись, дата

должность, ученая степень

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

М.С. Васютина
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Киришлекской ГЭС на реке Кондома. Снижение влияния вибрации на человека при работе на объектах гидроэнергетики»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

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

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КИРИШЛЕКСКОЙ ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия и исходные данные	9
1.1.1 Местоположение гидроузла и природные условия	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Энерго-экономическая характеристика района	13
2 Водно-энергетические и водохозяйственные расчеты	14
2.1 Суточный график нагрузки и годовой график нагрузки	14
2.2 Водно-энергетический расчёт без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса	15
2.3 Баланс энергии. Первый вариант гарантируемой мощности	15
2.4 Водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году	16
2.5 Гарантированная мощность	17
2.6 Нахождение рабочей мощности	17
2.7 Баланс мощностей	18
2.8 Выбор установленной мощности	19
2.9 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году ...	19
2.10 Режимное поле	20
3 Выбор гидросилового оборудования	22
3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов	22
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	26
3.3 Выбор типа серийного гидроагрегата	27
3.4 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры	27
3.5 Расчет вала на прочность	30
3.6 Расчет подшипника	30
3.7 Выбор маслonaпорной установки	32
3.8 Выбор электрогидравлического регулятора	32
4 Электрическая часть	33
4.1 Исходные данные	33
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС	33
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	34
4.3.1 Выбор синхронного генератора	34
4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов схемы с одиночным блоком	34
4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	35
4.3.4 Выбор трансформатора собственных нужд	37
4.3.5 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий	37
4.3.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта	38

4.3.7	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	39
4.4	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	40
4.4.1	Расчёт исходных данных.....	40
4.4.2	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	42
4.4.3	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	43
4.4.4	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	44
4.5	Выбор параметров ОРУ	45
4.5.1	Выбор выключателей и разъединителей.....	45
4.5.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	45
5	Релейная защита и автоматика	47
5.1	Технические данные оборудования	47
5.2	Перечень защит основного оборудования	47
5.3	Расчёт номинальных токов	49
5.4	Описание защит и расчёт их уставок	49
5.4.1	Продольная дифференциальная защита.....	49
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	51
5.4.3	Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)	54
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)	54
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок ($I1$)	58
5.4.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$	59
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	62
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	64
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	64
6	Компоновка и сооружения гидроузла	67
6.1	Определение класса и отметки гребня плотины.....	67
6.1.1	Определение класса гидротехнических сооружений	67
6.1.2	Определение отметки гребня плотины	67
6.2	Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины и глубинного водосброса	69
6.2.1	Определение ширины водосливногo фронта.....	69
6.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	71
6.2.3	Проверка на пропуск поверочного расхода	73
6.2.4	Построения профиля водосливной ванны.....	74
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	75
6.2.6	Пропуск расходов через донные водосбросы	76
6.2.7	Расчёт параметров водобойного колодца комбинированного типа	77
6.2.8	Рисберма	80
6.3	Конструирование плотины	81
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	81
6.3.2	Разрез бетонной плотины швами.....	82

6.3.3	Быки	82
6.3.4	Устои	83
6.3.5	Основные размеры цементационной завесы.....	83
6.3.6	Основные размеры дренажа в основании плотины	84
6.3.7	Галереи в теле плотины.....	84
6.3.8	Дренаж в теле плотины	84
6.4	Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	85
6.4.1	Определение основных нагрузок на плотину	85
6.4.2	Вес сооружения	85
6.4.3	Сила гидростатического давления воды	86
6.4.4	Пригруз воды с нижнего бьефа	86
6.4.5	Равнодействующая взвешивающего давления	86
6.4.6	Сила фильтрационного давления	86
6.4.7	Давление наносов	87
6.4.8	Волновое давление	89
6.5	Оценка прочности плотины	89
6.5.1	Определение напряжений	89
6.5.2	Критерии прочности плотины	92
6.5.3	Расчёт устойчивости плотины	93
7	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	94
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	94
7.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	94
7.3	Налоговые расходы	97
7.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	98
7.5	Оценка инвестиционного проекта.....	99
7.5.1	Методология, исходные данные	99
7.5.2	Коммерческая эффективность	100
7.5.3	Бюджетная эффективность	100
7.6	Анализ чувствительности	101
8	Мероприятия по охране труда окружающей среды в зоне влияния Киришлекского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность ..	103
8.1	Общие сведения о районе строительства.....	103
8.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	103
8.3	Мероприятия по подготовки ложа водохранилища	105
8.4	Отходы, образующиеся при строительстве	106
8.5	Мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации	107
8.6	Пожарная безопасность	108
8.7	Охрана труда Киришлекской ГЭС	111
9	Снижение влияния вибрации на человека при работе на объектах гидроэнергетики	113
9.1	Вибрация и ее виды.....	113
9.2	Специальная оценка условий труда	114
9.3	Методы специальной оценки условий труда	115

9.4	Приборы и методы контроля вибрации на объекте гидроэнергетики.....	118
9.4.1	Акселерометры	118
9.4.2	Контроль вибрации стационарными средствами измерения	118
9.5	Измерительные величины и критерии оценки вибрационного состояния	119
9.5.1	Общие положения	119
9.5.2	Критерий 1. Абсолютные значения параметров вибрации	120
9.5.3	Критерий 2. Скорость изменения параметров вибрации	120
9.6	Воздействие вибрации на организм человека.....	121
9.7	Гигиенические требования к параметрам вибрации	122
9.8	Методы снижения вибрации на объекте гидроэнергетики	124
9.9	Средства индивидуальной защиты.....	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		128
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		130
ПРИЛОЖЕНИЕ А.Водно-энергетические расчёты		134
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.Основное и вспомогательное оборудование		139
ПРИЛОЖЕНИЕ В.Компоновка и сооружения гидроузла		141

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ КИРИШЛЕКСКОЙ ГЭС

1. Наименование ГЭС: Киришлекская ГЭС на реке Кондома.
2. Местонахождение ГЭС: Кемеровская область.
3. Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний $150\text{ м}^3/\text{с}$;
 - б) максимальный поверочный расход обеспеченностью $0,01\%$ $962\text{ м}^3/\text{с}$
 - в) минимальный $40\text{ м}^3/\text{с}$.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока годичный;
 - б) отметки: НПУ $350,00\text{ м}$; УМО $345,92\text{ м}$;
 - в) объёмы: полный $3,8\text{ км}^3$; полезный $1,57\text{ км}^3$;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный $21,5\text{ м}$;
 - б) расчетный 19 м ; в) минимальный $16,5\text{ м}$.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 37 МВт ;
 - б) Среднемноголетняя выработка электроэнергии $224\text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}$;
 - в) Число часов использования установленной мощности 4000 час .
- 8) Плотины:
 - а) глухая правобережная плотина, материал - бетон;
 - б) водосливная плотина, материал - бетон;
 - в) донные водосбросы;
 - г) глухая левобережная плотина, материал - бетон;
 - д) здание ГЭС;
 - е) общая длина 160 м , максимальная высота $31,2\text{ м}$.
- 9) Водосбросные сооружения:
 - а) тип гашения: водобойный колодец комбинированного типа;
 - б) глубина колодцев 3 м ;
- 10) Здание ГЭС:
 - а) тип здания: русловое. число агрегатов 2 ;
 - б) грунты в основании скальные (диорит);
 - в) тип спиральной камеры бетонная;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутый;
- 11) Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛЗ06-В-400, диаметр 4 м ;
 - б) тип генератора ВГС 700/80-40, мощность $23,5\text{ МВт}$;
 - в) частота вращения 150 об/мин ;
 - г) тип трансформаторов ТДН 25000/110, количество 2 шт .
- 12) Технико-экономические показатели:
 - а) период окупаемости 194 мес. ;
 - б) себестоимость энергии $0,30\text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}$;
 - в) удельные капитальные вложения $108900,00\text{ руб/кВт}$.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. Наличие доступной для потребления энергии всегда было необходимо для удовлетворения потребностей человека, увеличения продолжительности и улучшения условий его жизни. Самым распространенным видом энергии является электрическая энергия. В настоящее время народное хозяйство стремительно растет, увеличивается число потребителей электрической энергии, тем самым необходимо увеличивать генерирующие мощности, растущая потребность в энергии призывает к реализации немалых мероприятий по увеличению эффективности работы энергетических установок.

Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях, различного типа. Самым удобным видом электростанций с низкой себестоимостью электроэнергии на сегодняшний день являются гидравлические, с неоспоримым плюсом, таким как экологическая чистота. Одним из основных сооружений гидравлических станций является плотина, которая служит для подпора воды, с последующим преобразованием потенциальной энергии воды в электрическую. В результате разрушения плотины, появляется угроза затопления больших территорий. Поэтому необходим крайне серьезный подход к проектированию гидротехнических сооружений для качественного и безопасного использования гидроресурсов, что регламентируется в СНиПах и нормативных документах.

Целью бакалаврской работы является проектирование сооружений, выбор основного и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды, технико-экономическое обоснование эффективности проекта, разработкатехнологической карты и составление календарного плана строительства гидроузла.

1 Общая часть

1.1 Природные условия и исходные данные

1.1.1 Местоположение гидроузла и природные условия

Характеристики реки:

Створ Киришлекской ГЭС расположен на реке Кондома, в Кемеровской области, в 5,1 км севернее от с. Кондома.

Кондома – река в России, протекает по территории Кемеровской области, левый приток Томи.

Длина реки 392 км, площадь её водосборного бассейна 8270 км². Кондома начинается на хребте Бийская Гривана границе Кемеровской области и республики Алтай, течёт в общем направлении на север, впадает в Томь в Кузнецкой котловине.

На реке стоят города Новокузнецк, Таштагол, Осинники, Калтан, посёлки Шушталеп, Малышев Лог, Сарбала, Малиновка, Кузедеево, Мундыбаши Чулеш.

Русло реки каменистое в верхнем течении, песчано-галечное в среднем и нижнем. Замерзает в конце октября – ноябре, вскрытие – в середине апреля.

Климат:

Климат Кемеровской области континентальный: зима холодная и продолжительная, лето тёплое и короткое. Средние температуры января –17... –20 °С, июля – +17...+18 °С. Среднегодовое количество осадков колеблется от 300 мм на равнинах и в предгорной части до 1000 мм и более в горных районах. Продолжительность безморозного периода длится от 100 дней на севере области до 120 дней на юге Кузнецкой котловины.

Геология:

Основание имеет скалистый характер. Дно твердое каменистое.

Сейсмология:

Сейсмичность составляет 6-7 баллов.

1.1.2 Гидрологические данные

Расчетный гидрологический ряд за 50 лет наблюдений реки Кондомы в расчетном створе представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1– Расчетный гидрологический ряд за 50 лет наблюдений реки Кондома в створе Киришлекской ГЭС

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1933	27	23	20	186	279	203	154	151	104	82	25	28	107
1934	26	21	20	142	366	334	191	184	43	124	51	33	128
1935	30	25	24	134	574	303	165	139	31	66	36	32	130
1936	23	20	17	172	407	491	425	193	55	99	65	42	167
1937	39	30	27	184	730	469	294	185	58	57	85	42	183
1938	33	30	25	295	429	442	373	271	191	158	107	44	200
1939	46	37	32	238	484	287	266	163	92	77	36	32	149
1940	29	19	23	217	328	283	194	138	123	90	43	47	128
1941	37	33	2	189	699	488	286	190	135	120	61	20	188
1942	40	33	29	165	475	329	302	225	85	140	72	53	162
1943	33	29	24	208	348	335	203	130	76	62	26	23	125
1944	21	17	23	196	269	295	242	176	117	95	33	23	126
1945	23	20	14	174	304	157	160	123	70	54	33	28	97
1946	25	22	20	188	301	411	369	320	156	124	101	57	175
1947	53	43	38	357	301	356	307	264	170	107	42	46	174
1948	38	33	41	262	442	328	283	163	112	110	60	39	159
1949	37	33	26	227	466	334	248	156	114	93	34	35	150
1950	30	26	27	175	496	508	187	161	125	86	31	31	157
1951	23	22	17	185	337	208	160	106	70	61	33	29	104
1952	23	20	19	300	275	399	297	203	116	86	36	33	151
1953	29	23	28	238	328	267	157	116	75	64	33	25	115
1954	24	22	19	243	281	435	429	183	157	94	76	41	167
1955	28	23	21	200	379	248	172	122	74	100	47	33	121
1956	19	17	17	220	276	321	290	190	147	110	84	33	144
1957	29	22	21	259	359	519	298	216	160	132	124	52	183
1958	33	29	29	312	498	581	550	304	172	138	90	44	232
1959	27	26	26	275	438	418	288	165	120	75	42	33	161
1960	26	25	24	195	397	442	385	339	93	113	76	52	181
1961	40	36	35	429	342	449	306	341	106	138	67	54	195
1962	40	36	36	318	309	314	161	155	78	70	33	29	132
1963	25	25	37	128	292	357	177	137	100	84	110	47	127
1964	36	22	20	178	439	200	228	146	90	62	39	29	124
1965	27	23	24	205	477	247	153	189	40	110	57	43	133
1966	31	29	26	197	663	546	357	195	79	65	37	29	188
1967	23	20	22	152	256	217	197	390	69	106	48	30	128
1968	22	17	58	275	356	246	134	126	59	65	33	29	118
1969	20	16	17	299	682	654	253	293	177	182	87	44	227

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1970	33	28	31	335	354	498	279	202	155	144	64	43	181
1971	29	27	27	316	440	371	306	200	50	69	38	24	158
1972	23	20	20	283	384	306	255	162	118	98	71	43	149
1973	32	27	26	342	440	440	377	198	120	87	53	34	181
1974	24	19	22	282	277	230	125	125	81	96	43	27	113
1975	22	19	19	220	311	497	276	154	65	96	50	24	146
1976	24	16	19	169	381	287	202	320	116	42	53	32	138
1977	27	23	24	366	434	354	197	177	138	123	84	31	165
1978	26	25	28	349	309	252	179	171	105	83	57	30	135
1979	29	26	26	153	447	379	214	155	141	104	101	51	152
1980	32	25	26	169	287	311	214	146	110	78	56	40	125
1981	25	23	21	213	281	220	186	112	98	82	42	28	111
1982	22	23	21	238	254	225	160	132	78	84	70	23	111

Данные ВХК и потери расхода представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Данные по ВХК и потери бытового расхода

Параметр	Месяц												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
$Q_{\text{испар}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	2	3	2	2	1	1	1	0	0	0
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	-3	-7	0	0	0	0	0	2	2	2
$Q_{\text{фильтрация}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$\Sigma Q, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	0	-3	3	3	2	2	2	3	3	3

Кривые зависимости расходов от уровней воды в НБ, построенные по координатам, представленным в таблице 1.3, показаны на рисунке 1.1.

Таблица 1.3 – Данные для построения кривых связи в НБ

Лето		Зима
$Q, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	$Q, \text{м}^3/\text{с}$
0	328,00	0
150	329,00	120
350	330,00	280
550	331,00	440
790	332,00	632
1120	333,00	896

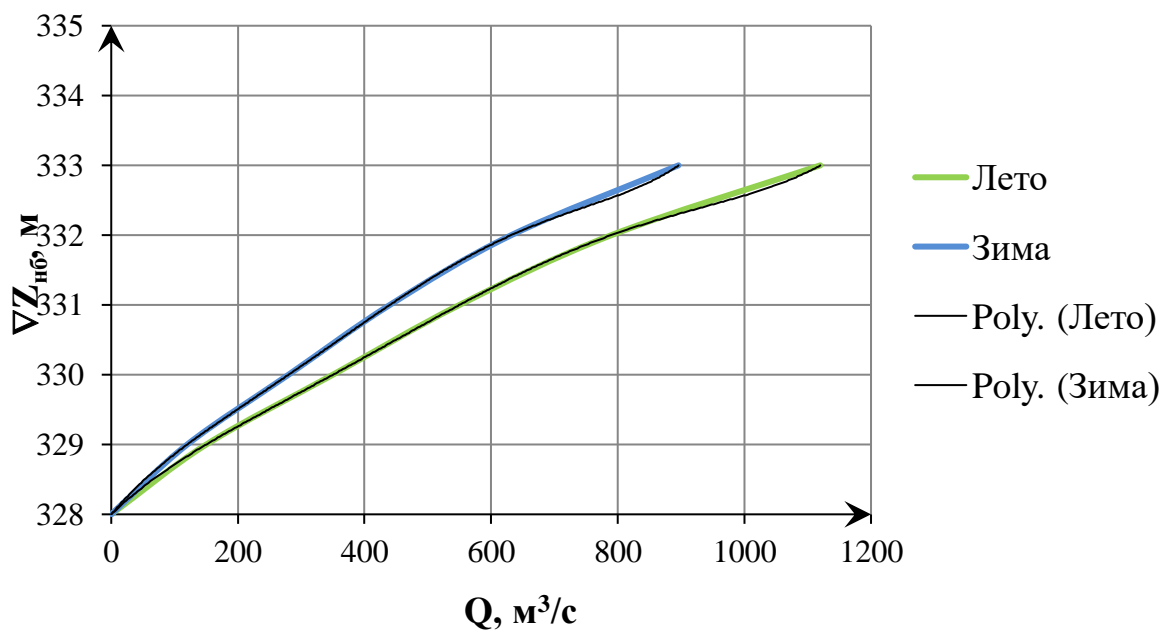


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и $Z_{нб}$

Кривые зависимости объемов от уровней воды в водохранилище, построенные по координатам, представленным в таблице 1.4, показаны на рисунке 1.2.

Таблица 1.4 – Данные для построения кривой связи в ВБ

$Z, \text{ м}$	$V, \text{ км}^3$
328,00	0,00
334,59	0,43
339,32	0,85
342,52	1,28
344,66	1,70
346,16	2,13
347,34	2,55
348,34	2,98
349,21	3,40
349,98	3,83
350,82	4,25

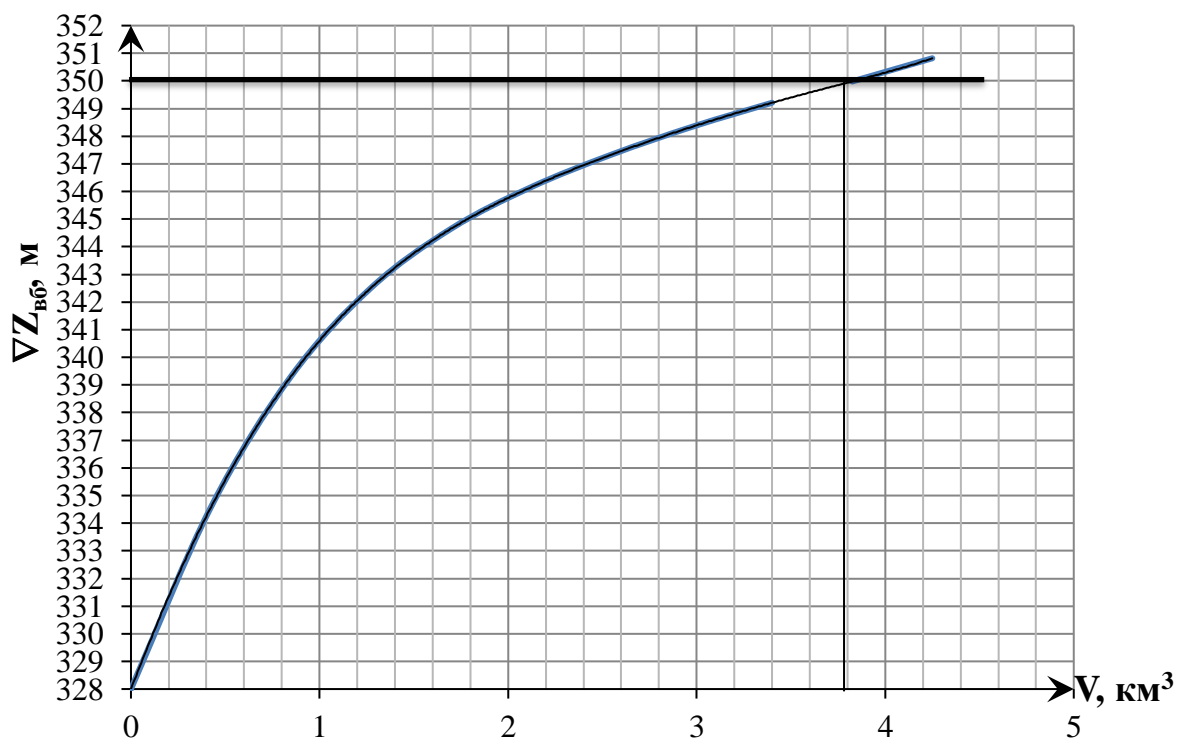


Рисунок 1.2 – Кривая связи объемов и $Z_{вб}$

1.1.3 Энерго-экономическая характеристика района

Створ Киришлекской ГЭС находится в Ташагольском районе Кемеровской области. Этот выбор объясняется тем, что район нуждается в дополнительной поставке электроэнергии, в связи с наличием большого количества турбаз и баз отдыха, а также наличием крупных угольных месторождений.

Существующие ГЭС: Саяно-Шушенская ГЭС, данные которой представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Данные Саяно-Шушенской ГЭС

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N, МВт	120	114	108	103	98	93	93	98	103	108	114	120
$\mathcal{E}_{сут}$ млн.кВт	1,54	1,48	1,416	1,15	1,09	1,03	1,03	1,095	1,15	1,41	1,48	1,54

Аварийный резерв-3%

Нагрузочный резерв-10%

Коэффициент мощности $k_N = 8,8$

2 Водно-энергетические и водохозяйственные расчеты

2.1 Суточный график нагрузки и годовой график нагрузки

На рисунке 2.1 представлен суточный график местной нагрузки.

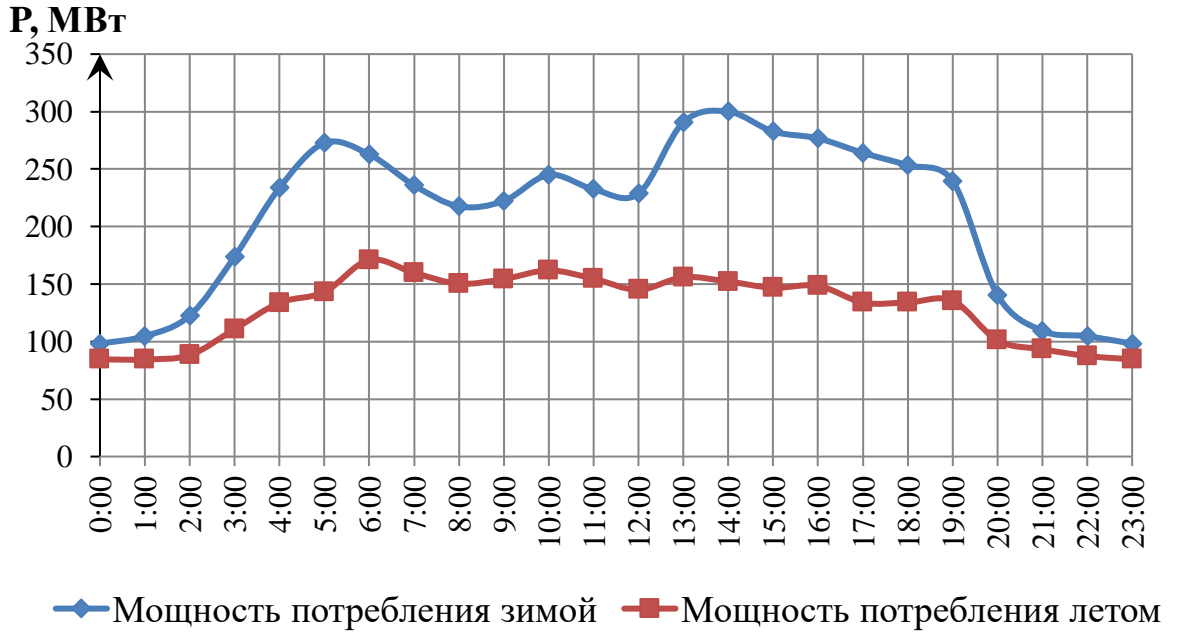


Рисунок 2.1 - Суточный график местной нагрузки

Годовой график нагрузки представлен на рисунке 2.2

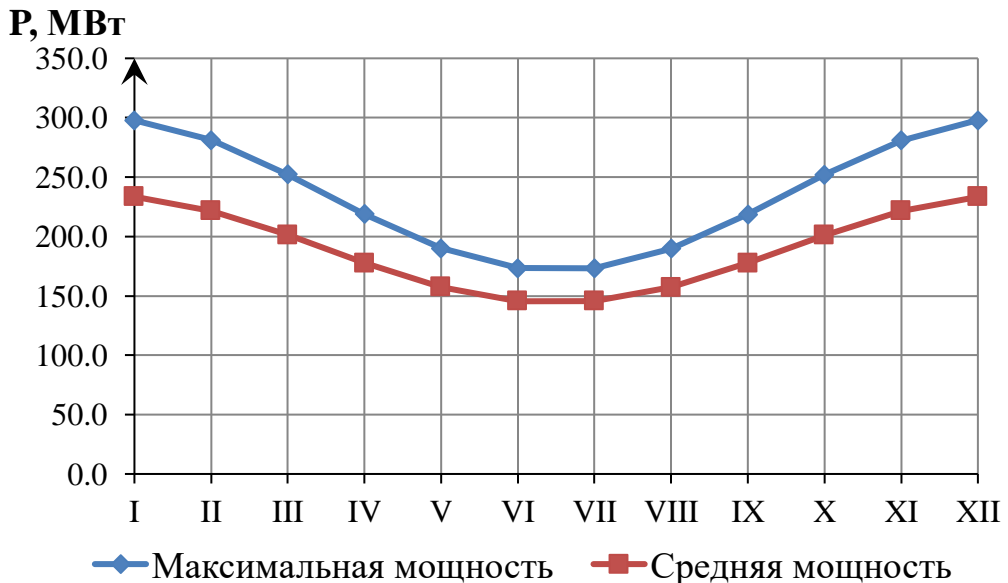


Рисунок 2.2 – Годовой график нагрузки

Годовой максимум нагрузки: 300 МВт.

2.2 Водно-энергетический расчёт без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Данный расчет необходим для определения режима работы ГЭС и определения гарантируемой мощности через баланс энергии.

Результаты расчета приведены в таблице 2.1. В расчете применяются расходы маловодного года (90% обеспеченности).

Таблица 2.1 – Водно-энергетический расчет без регулирования с учетом водохозяйственного комплекса

Выбор первого варианта гарантированной мощности													
90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Q бытовое	18	17	15	213	331	217	183	110	82	68	33	21	
Сум потери	3	3	3	0	-3	3	3	2	2	2	3	3	
Qполез=Qбыт-- Q потери	15	14	12	213	334	214	180	108	80	66	30	18	
Z вб	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
Z нб	328	328	328	329	330	329	329	329	329	328	328	328	
Работа по ВХК													
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
Q вхк	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Z вб	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	
Z нб	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	329	
H	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	
N вхк	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
Среднее двух режимов													
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср.год.
N быт	3	3	2	38	59	39	33	20	15	12	6	3	
N вхк	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	
Дельта	-11	-11	-12	24	45	25	19	6	1	-2	-8	-11	65

2.3 Баланс энергии. Первый вариант гарантируемой мощности.

После выполнения водно-энергетического расчета без регулирования с учетом требований ВХК проводим построение баланса энергии, проводим линию гарантируемой мощности. Для этого вычислим мощность профицита:

$$\sum_{i=1}^n (N_{\text{бытовой}i} - N_{\text{ВХК}i}) = 65 \text{ МВт}$$

Мощность профицита распределяется по месяцам, в которые ГЭС будет работать по гарантированной мощности, то есть мощность ВХК выше линии гарантированной мощности.

В таблице 2.2 представлены данные для построения баланса энергии, баланс энергии представлен на рисунке 2.1.

Таблица 2.2 – Данные для построения баланса энергии

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-------	---	----	-----	----	---	----	-----	------	----	---	----	-----

P_{cp} , МВт	233	222	201	178	157	146	146	157	178	201	222	233
$N_{сущ}$, МВт	57	55	53	52	51	50	50	51	52	53	55	57

Окончание таблицы 2.2

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{быт}$, МВт	3	3	2	38	59	39	33	20	15	12	6	3
$N_{вхк}$, МВт	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14

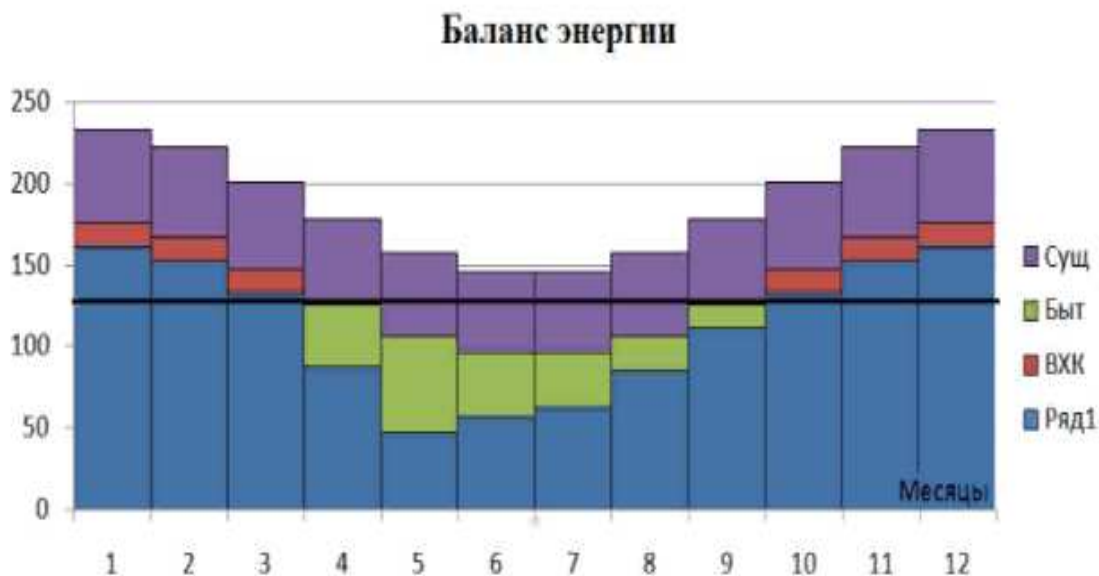


Рисунок 2.1 – Баланс энергии

После определения гарантированной мощности производится водно-энергетический расчет работы ГЭС в маловодном году.

2.4 Водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодном году.

В результате первой итерации отметка верхнего бьефа превышает отметку НПУ, следовательно, водохранилище было переполнено. Из чего сделан вывод, что необходимо опустить линию гарантированной мощности и провести подбор гарантированной мощности так, чтобы выполнялась годовая сработка водохранилища.

После расчета второй итерации получена отметка УМО=345,92 м, график сработки-наполнения водохранилища для маловодного года представлен на рисунке 2.2.

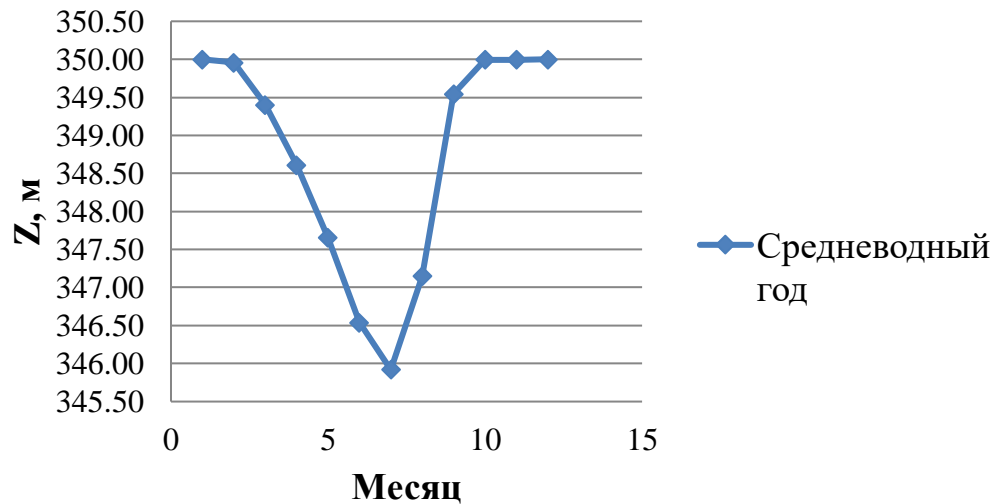


Рисунок 2.2 – График сработки-наполнения водохранилища для маловодного года

С помощью водно-энергетического расчета режима ГЭС в маловодном году был определен годовой тип регулирования.

Расчет сработки-наполнения водохранилища для маловодного года представлен в приложении А, таблица А.1 и А.2.

2.5 Гарантированная мощность

После выполнения водно-энергетического расчета режима работы ГЭС в маловодном году и правильной сработки водохранилища, определяется гарантируемая мощность ГЭС:

$$N_{\text{гар}}^{\text{дек}} = N_{\text{гар}}^{\text{янв}} = 29 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{ноя}} = N_{\text{гар}}^{\text{фев}} = 27 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{гар}}^{\text{ноя}} = N_{\text{гар}}^{\text{фев}} = 14 \text{ МВт}$$

2.6 Нахождение рабочей мощности

Выбор рабочих мощностей необходим для построения баланса мощностей. Для этого необходимо на интегральной кривой нагрузки внести треугольник Киришлекской ГЭС с распределением его и в пиковую часть, и в базовую часть нагрузки.

Из интегральной кривой нагрузки определяем рабочие мощности ГЭС. Необходимо учесть, что ГЭС должна работать также и для базы, чтобы выдавать мощность санитарногопуска.

Интегральные кривые нагрузки, вместе с вписанной проектируемой ГЭС, а также уже существующими ГЭС представлены на рисунке А.1 и А.2 [ПРИЛОЖЕНИЕ А].

2.7 Баланс мощностей

Для дальнейшего определения установленной мощности ГЭС строится баланс мощностей. Баланс мощностей строится на годовом графике нагрузки максимальных мощностей.

Данные для построения баланса мощностей представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Данные для построения баланса мощностей

Месяц	Система			Сущ.ГЭС			Моя ГЭС			ТЭС		
	Рсм	Нн.р.	На.р.	Нраб.	Нн.р.	Нрт.	Нрп	Нн.р.	Нрем.	Нрп	На.р	Нрем.
I	300	9	30	120	5		33	4		147	30	
II	281	8	28	112	5		30	3		139	28	
III	252	8	25	97	4		25	4		130	25	
IV	219	7	22	96	3		20	4		103	22	
V	190	6	19	88	3		20	3		82	19	
VI	173	5	17	80	3		20	2		73	17	6
VII	173	5	17	80	3		20	2		73	17	6
VIII	190	6	19	88	3		20	3		82	19	
IX	219	7	22	96	3		20	4		103	22	
X	252	8	25	97	4		25	4		130	25	
XI	281	8	28	112	5		30	3		139	28	
XII	300	9	30	120	5		33	4		147	30	

Баланс мощностей представлен на рисунке 2.3.

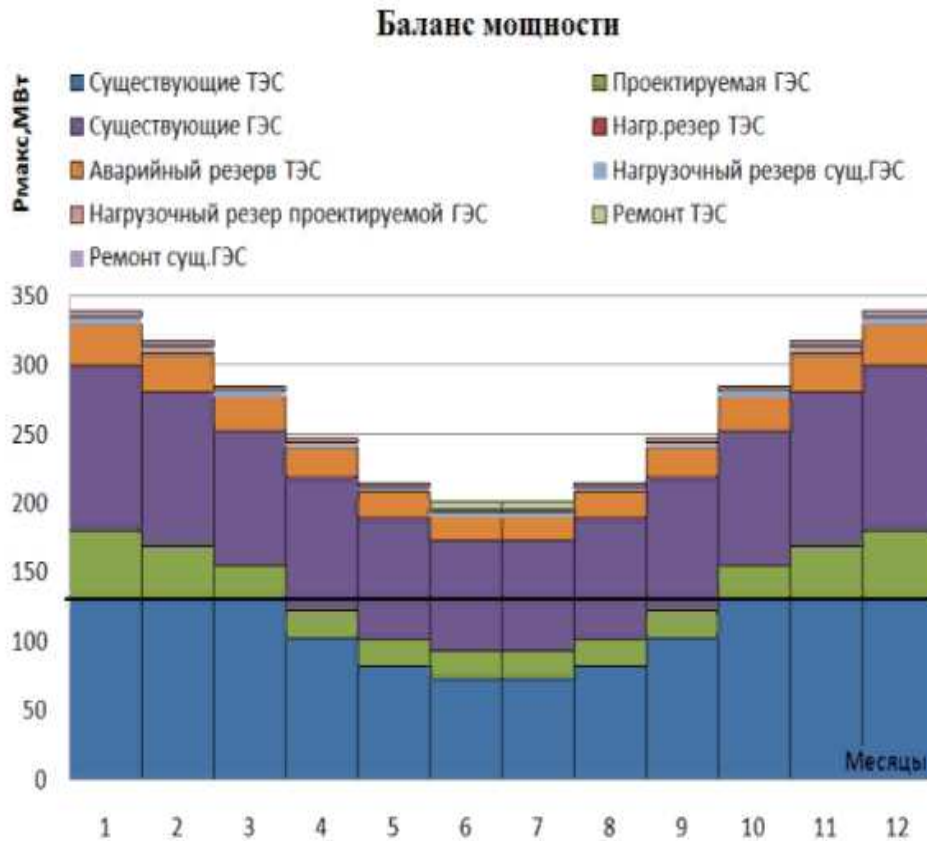


Рисунок 2.3 – Баланс мощностей

2.8 Выбор установленной мощности

После выбора рабочих мощностей и резервов, рассчитаем установленную мощность Киришлекской ГЭС:

$$N_{уст}^{проект.ГЭС} = N_{раб}^{дек} + N_{нагр}^{проект.ГЭС} + N_{рем}^{проект.ГЭС} + N_{авар}^{проект.ГЭС} = 33 + 4 = 37 \text{ МВт} \quad (2.1)$$

2.9 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году

Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС в средневодном году необходим для определения среднегодовой выработки ГЭС. Он проводится при расходах средневодного года (50% обеспеченности стока). Расчет выполняется двумя методами:

1. Расчет по отметкам сработки маловодного года;
2. Расчет по гарантированным мощностям.

График сработка-наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года, представлен на рисунке 2.4.

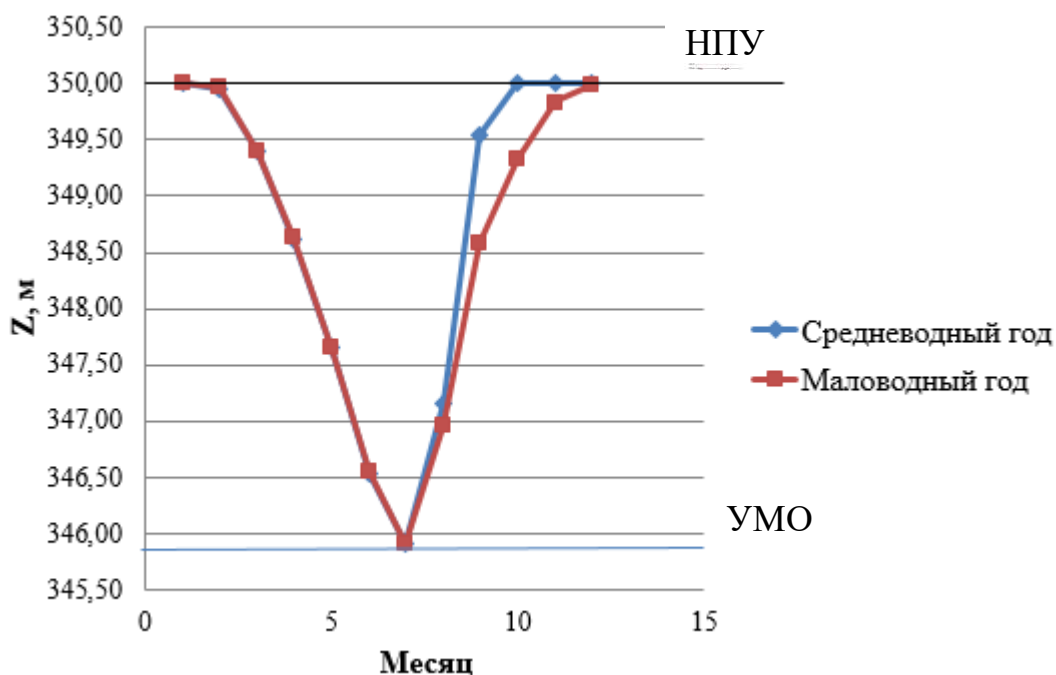


Рисунок 2.4 – График сработка-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году

Среднегодовая выработка составляет 224 млнкВт·ч

Расчет сработки-наполнения водохранилища для средневодного год представлен в приложении А, таблица А.3.

2.10 Режимное поле

Режимное поле необходимо для определения области допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Данные расчета режимного поля находятся в таблице 2.4, режимное поле представлено на рисунке 2.5.

Таблица 2.4 – Данные для расчета режимного поля

Q нб, м ³ /с	Z нб, м	H, м НПУ	H, м УМО	H z, м вб1	Q по уст.мощности, м ³ /с	H,м	Q огра.пропуска, м ³ /с	H,м
5	328,04	21,96	17,88	20,53	150	26,51515	206	19,30715
15	328,13	21,87	17,79	20,44	154	25,82645	205,1446544	19,14715
18	328,15	21,85	17,77	20,42	158	25,17261	204,2857275	18,98715
53	328,41	21,59	17,51	20,16	162	24,55107	203,4231739	18,82715
65	328,49	21,51	17,43	20,08	166	23,95947	202,5569474	18,66715
83	328,61	21,39	17,31	19,96	170	23,39572	201,6870005	18,50715
92	328,67	21,33	17,25	19,90	174	22,85789	200,8132849	18,34715
121	328,84	21,16	17,08	19,73	178	22,34423	199,9357512	18,18715
150	329,00	21,00	16,92	19,57	182	21,85315	199,054349	18,02715
171	329,11	20,89	16,81	19,46	186	21,38319	198,1690265	17,86715
181	329,16	20,84	16,76	19,41	190	20,93301	197,2797311	17,70715
242	329,47	20,53	16,45	19,10	194	20,50141	196,3864087	17,54715
325	329,88	20,12	16,04	18,69	198	20,08724	195,4890042	17,38715

Окончание таблицы 2.4

Q нб, м ³ /с	Z нб, м	H, м НПУ	H, м УМО	H z, м вб1	Q по уст. мощности, м ³ /с	H, м	Q огра. пропуска, м ³ /с	H, м
360	330,05	19,95	15,87	18,52	202	19,68947	194,5874611	17,22715
400	330,25	19,75	15,67	18,32	206	19,30715	193,6817215	17,06715
450	330,50	19,50	15,42	18,07			192,7717263	16,90715
480	330,65	19,35	15,27	17,92			203,2764507	18,8
500	330,75	19,25	15,17	17,82			204,3548479	19

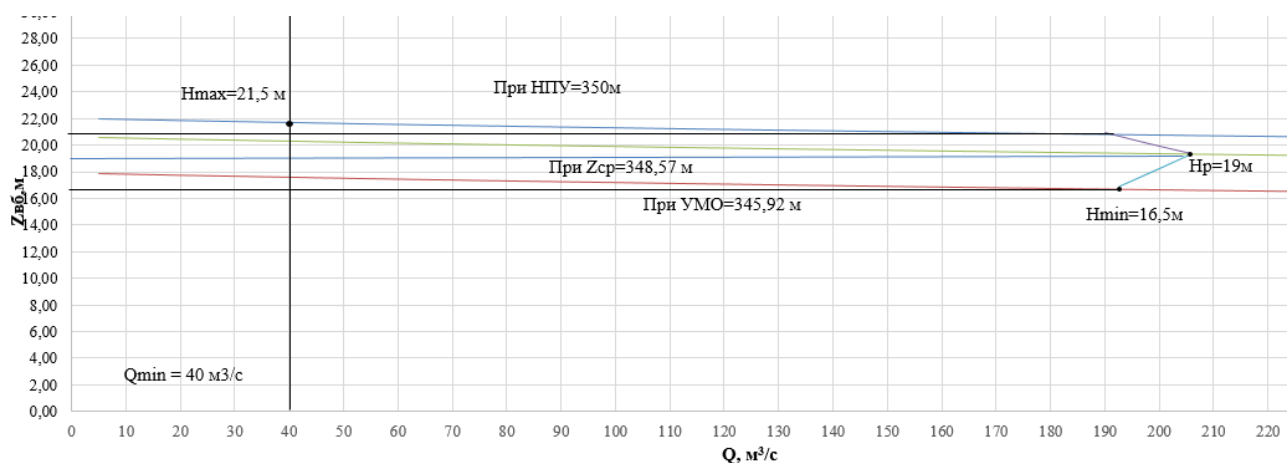


Рисунок 2.5 – Режимное поле

По рисунку 2.5 определили $H_{\max} = 21,5$ м, $H_{\text{расч}} = 19$ м, $H_{\min} = 16,5$ м. На основании полученных данных производится выбор основного гидроэнергетического оборудования.

3 Выбор гидросилового оборудования

3.1 Выбор системы и количества гидроагрегатов

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

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

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- поворотной-лопастной ПЛЗ06-В;
- поворотной-лопастной ПЛЗ0а-В.

Составил таблицу параметров моделей данных гидротурбин (табл. 3.1).

Таблица 3.1 – Данные для расчета режимного поля

Параметр		ПЛЗ0а-В	ПЛЗ06-В
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{opt}, об/м$	126	130
Оптимальный приведенный расход	$Q_{opt}, л/с$	890	1270
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, л/с$	1950	1900
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 m}, м$	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_{мод}, м$	4	8
Температура	$t_{мод}, °C$	5	21

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

$$\text{Для ПЛЗ0а-В: } Q'_{(p1)} = 1,76 \frac{м^3}{с}, \eta'_{(p1)} = 0,885;$$

$$\text{Для ПЛЗ06-В: } Q'_{(p1)} = 1,82 \frac{м^3}{с}, \eta'_{(p1)} = 0,889.$$

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 11, 12, для ПЛ30б-В и ПЛ30а-В соответственно.

КПД натурной турбины:

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

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

D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

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

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

Мощность одного агрегата рассчитывается по формуле:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Г.ср}, \quad (3.2)$$

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

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

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.3)$$

где $N_{уст}^{прГЭС} = 37$ МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Поправка на приведенную частоту вращения рассчитывается по формуле:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.4)$$

где η_T – КПД натурной гидротурбины;

η_M – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины:

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

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

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

Значения приведенной частоты вращения для напоров $H_{max}, H_p^N; H_{min}$, необходимы для нанесения линий приведенной частоты на УХ, которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} \quad (3.6)$$

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

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} \quad (3.8)$$

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

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{cp}} \quad (3.9)$$

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности, для этого на линии n'_{Hmax} , аналогичным образом, подставляя в уравнение выше вместо H_p^N напор H_{max} находим точку и соединяем ее с расчетной.

Приведенный расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} \quad (3.10)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию. Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ30а-В.

D_1 , м	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3
η_T	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926
N'_a , кВт	20485,7	23140,9	25958,6	28938,8	32081,6	36067,6
z'_a	1,8	1,6	1,4	1,3	1,2	1,0
z_a	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
N_a , кВт	18500,0	18500,0	18500,0	18500,0	18500,0	18500,0

Окончание таблицы 3.2

$D_1, \text{ м}$	4	4,25	4,5	4,75	5	5,3
Δ	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05
$n'_{с},$ об/МИН	140,3	132,1	124,8	118,2	112,3	106,0
$n_{с},$ об/МИН	142,8	136,4	125,0	125,0	115,4	107,1
$n_{Нmax},$ об/МИН	120,6	122,3	118,7	125,2	121,7	119,7
$n_{Нр},$ об/МИН	128,3	130,1	126,3	133,2	129,4	127,3
$n_{Нmin},$ об/МИН	137,7	139,7	135,5	143,0	138,9	136,6
$Q'_i \cdot \eta_T$ ($H_{расч}$)	1,467	1,300	1,159	1,040	0,939	0,836
$Q'_i \cdot \eta_T$ (H_{max})	1,219	1,080	0,963	0,864	0,780	0,694

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ30Б-В

$D_1, \text{ м}$	3,75	4	4,25	4,5	4,75	5
η_T	0,918	0,919	0,919	0,920	0,920	0,921
$N'_a, \text{ кВт}$	18513,3	21080,0	23814,1	26715,7	29784,8	33021,5
z'_a	2,0	1,8	1,6	1,4	1,2	1,1
z_a	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
$N_a, \text{ кВт}$	18500,0	18500,0	18500,0	18500,0	18500,0	18500,0
Δ	1,032	1,033	1,034	1,035	1,035	1,036
$n'_{с},$ об/МИН	153,5	144,0	135,6	128,1	121,4	115,3
$n_{с},$ об/МИН	166,7	150,0	136,4	136,4	125,0	125,0
$n_{Нmax},$ об/МИН	132,7	127,3	122,9	130,1	125,8	132,4
$n_{Нр},$ об/МИН	141,1	135,4	130,8	138,4	133,9	140,9
$n_{Нmin},$ об/МИН	151,5	145,3	140,3	148,6	143,7	151,2
$Q'_i \cdot \eta_T$ ($H_{расч}$)	1,669	1,467	1,300	1,159	1,040	0,939
$Q'_i \cdot \eta_T$ (H_{max})	1,387	1,219	1,080	0,963	0,864	0,780

Из выше представленных турбин с различными диаметрами рабочего колеса, одним и единственным вариантом является ПЛ30б-В с диаметром 4м, так как при других диаметрах расчетная точка на главной универсальной характеристике находится за пределами рекомендуемой зоны работы, и линия ограничения по пропускной способности находится в недопустимом диапазоне. Зона работы данной турбины представлена на универсальной характеристике на рисункеБ.1.[ПРИЛОЖЕНИЕ Б].

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Необходимо выполнить одно из важных условий это безкавитационная работа гидротурбины, для этого необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_S, \quad (3.11)$$

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

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_S = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{Х.ПЛ.}, \quad (3.12)$$

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

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

1,5 – конструктивный запас;

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

$Z_{Х.ПЛ.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ равна 0.

Расчет для выбранной турбины представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , кВт	H_{S1} , м	H_{S2} , м	H_{S3} , м
ПЛ30б-В	4,00	2	150	18500	0,55	-1,99	0,21

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину ПЛ30б-В, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть при $H_S = -1,99$. Для этого случая $Z_{НБ} = 328,78$, отсюда следует, что заглубление найдем по формуле (3.10):

$$\nabla Z_{p.k.} = 328,78 + (-1,99) = 326,79 \text{ м}$$

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

3.3 Выбор типа серийного гидроагрегата

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

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{3000}{n_c} = \frac{3000}{150} = 20 \quad (3.13)$$

По справочным данным выбрали гидрогенератор: ВГС 700/80-40. Данные генератора представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Номинальные данные гидрогенератора ВГС 700/80-40

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{ном}}$	МВА	23,5
Номинальная активная мощность	$P_{\text{ном}}$	МВт	20
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	кВ	10,5
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	-
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	150
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	0,97
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,35
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,23
Наружный диаметр сердечника статора	D_c	м	8,05
Длина сердечника статора	H	м	-
Исполнение	зонтичное		

3.4 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{ex} = 1,663 \cdot D_1 = 6,7 \text{ м} \quad (3.14)$$

Диаметр расположения входных кромок статора ($D_a = 6,2\text{ м}$):

$$r_a = D_a / 2 = 6,2 / 2 = 3,1 \text{ м} \quad (3.15)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора ($D_b = 5,4 \text{ м}$):

$$r_b = D_b / 2 = 5,4 / 2 = 2,7 \text{ м} \quad (3.16)$$

Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{онт}} = \frac{18500}{9,81 \cdot 19 \cdot 0,9042} = 109,8 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.17)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{109,8 \cdot 187,3}{360} = 57,1 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.18)$$

Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}} = \frac{57,1}{3,8} = 15 \text{ м}^2 \quad (3.19)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.6.

$$a_i = r_i - r_a \quad (3.20)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i^2 \quad (3.21)$$

$$k^2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2} \quad (3.22)$$

$$b_i = m_i + b_0 \quad (3.23)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ \quad (3.24)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i \quad (3.25)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^0 = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i \quad (3.26)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \text{tg}15^\circ \quad (3.27)$$

Таблица 3.6 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
R i	6,7	6,3	5,9	5,6	5,2	4,9	4,5	4,1	3,8	3,4	3,1	2,7
b i	4,00	3,75	3,49	3,24	2,99	2,74	2,48	2,23	1,98	1,73	1,47	1,22
r k	3,78	3,71	3,64	3,57	3,50	3,43	3,37	3,30	3,23	3,16	3,09	3,02
rk/ra	1,22	1,20	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,06	1,04	1,02	1,00	0,98
ln(rk/ra)	0,20	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00	-0,02
ri/ra	2,15	2,03	1,91	1,80	1,68	1,57	1,45	1,34	1,22	1,10	0,99	0,87
ln(ri/ra)	0,76	0,71	0,65	0,59	0,52	0,45	0,37	0,29	0,20	0,10	-0,01	-0,14
b0· ·ln(ri/ra)	3,05	2,65	2,27	1,90	1,56	1,23	0,92	0,64	0,39	0,17	-0,02	-0,17
rk·ctgγ	14,08	13,83	13,57	13,32	13,06	12,81	12,55	12,30	12,05	11,79	11,54	11,28
Rk·ctgγ· ·ln(rk/ra)	2,77	2,47	2,17	1,88	1,59	1,31	1,03	0,76	0,49	0,23	-0,03	-0,28
mi	2,50	2,25	1,99	1,74	1,49	1,24	0,98	0,73	0,48	0,23	-0,03	-0,28
Ji	2,98	2,63	2,29	1,97	1,65	1,36	1,08	0,82	0,58	0,37	0,18	0,03
φi	187	165	144	123	104	85	68	51	36	23	12	2

Построим график зависимости радиуса спиральной камеры от угла охвата (рисунок 3.1).

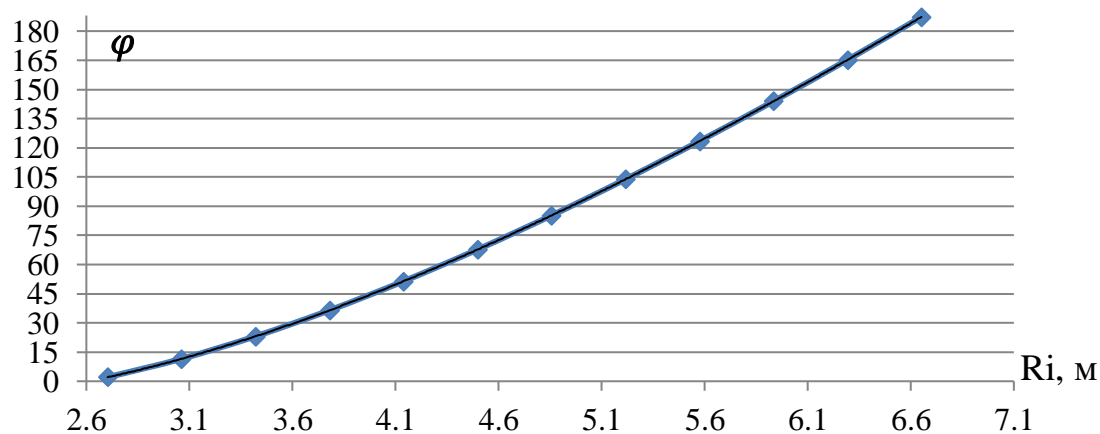


Рисунок 3.1– График зависимости $\varphi_{\text{сп}} = f(R_i)$

С графика снимаем значения R_i через 15°

Ширина подвода из ГУХ:

$$B' = 2,695 \cdot D_1 = 10,8 \text{ м} \quad (3.28)$$

Необходимо установить промежуточный бычок, так как V' больше 7 м, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,3 \text{ м} \quad (3.29)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$V = V' + b = 10,8 + 1,3 = 12,1 \text{ м} \quad (3.30)$$

Чертёж спиральной камеры представлен на рисунке Б.2.[ПРИЛОЖЕНИЕ Б].

3.5 Расчет вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

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

где $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

Принимаем $\tau_{доп} = 33$ МПа, а крутящий момент $M_{кр}$ определяем по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 18500}{150} = 1,20 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.32)$$

Далее найдем диаметр вала по формуле (3.30):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 1,20}{33} \right)^{0,33} = 0,57 \text{ м}$$

Окончательно принимаем диаметр вала стандартным 0,6 метра.

3.6 Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 18500}{150 \cdot 4} = 24,67 \text{ кН} \quad (3.33)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$, принимаем $d_{\text{п}}=0,62$ м.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{п}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.34)$$

где $h_{\text{п}}$ принимается 0,3 м., при $D_{\text{в}} = (500 - 800)$ мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 9,7 = 282,3 \text{ кПа} \quad (3.35)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30} = \pi \cdot 150 \cdot \frac{0,62}{30} = 9,7 \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.36)$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{24,67}{0,62 \cdot 0,3} = 132,62 \text{ кПа}$$

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

Расчет сегментного подшипника:

$$h_{\text{п}} = 0,3 \text{ м}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \text{ кН} \quad (3.37)$$

$$a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45 \quad (3.38)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.39)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,9 \cdot \pi \cdot \frac{0,62}{8} = 0,22 \text{ м} \quad (3.40)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 9,7 = 486,70 \text{ кПа} \quad (3.41)$$

Расчет:

$$R_1 = \frac{24,67}{1 + 2 \cdot \cos(45^\circ) + 2 \cos(90^\circ)} = 12,03 \text{ кН}$$

$$p_{уд} = \frac{24,67}{0,22 \cdot 0,3} = 375,42 \text{ кПа}$$

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

В обоих видах подшипников вышесказанное условие соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбираем сегментный подшипник.

3.7 Выбор маслонапорной установки

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

По номограмме для турбины ПЛ30Б-В-400 определим тип маслонапорной установки: МНУ 2,5/1 – 40 – 4 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 2,5 м³, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см²), имеющим сливной бак МА 4– 2 вместимостью 4 м³ с двумя насосами.

3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

Выбираем электрогидравлический регулятор: ЭГР – 2И1 – 150 – 4.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–4.

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа и мощности генераторов и системы

Генератор			Система		
Число	$\cos\alpha$	$U_{\text{НОМ}}$	$U_{\text{НОМ}}$	L,	$S_{\text{к.з.}}$
шт	о.е.	кВ	кВ	км	МВ·А
2	0,85	10,5	110	40	150

- Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_c = 0,85$.
- Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 4000$ ч/год.
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$.
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos\varphi_{\text{с.н.}} = \cos\varphi_{\text{НОМ}}$.
- Подстанция «Кондомская», Кемеровская область.

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

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

Расстояние до ближайшей подстанции "Кондомская" 40 км.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками (рисунок 4.1).

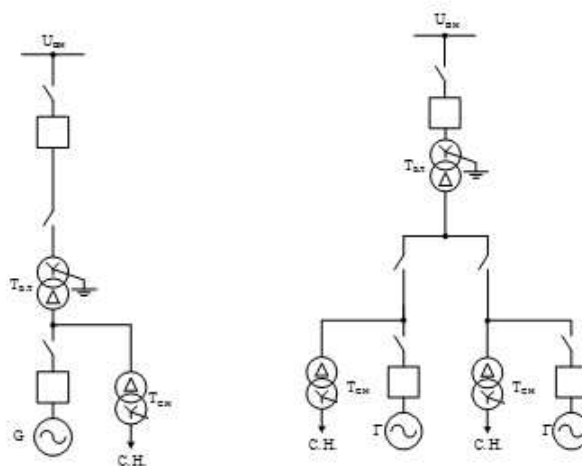


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.3.1 Выбор синхронного генератора

По исходным данным выбирается синхронный генератор ВГС 700/80-40 производства НПО «ЭЛСИБ».

Паспортные данные генератора ВГС 700/80-40 представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора ВГС 700/80-40

Номинальная мощность, МВ·А		U _{Г ном} ,кВ	cos φ _Г ,о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
МВт	S _{Г ном}				P _{Г ном}	x _d ''	x _d '
		10,5	0,85	96,7	0,23	0,32	0,97

4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов схемы с одиночным блоком

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:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{20 - 20 \cdot 0,01}{0,85} = 16,83 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где P_{с.н.} – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираю трансформатор ТДН-25000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3– Каталожные данные трансформатора ТДН-25000/110

S _{ном} , МВА	U _н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{вн}	U _{нн}				
25	115	10,5	10,5	120	31	0,55

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

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

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

Время работы блока в течение года:

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

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;
 Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = \eta_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,031 \cdot 8729 = 270,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.
 Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,120}{1} \cdot \left(\frac{16,83}{25} \right)^2 \cdot 2405 = 130,79 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}}, \quad (4.6)$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч);
 $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./ (МВт · ч);

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора блока 110кВ считается по формуле (4.6):

$$I_{\text{пот}}^{110} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 270,60 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 130,79 = 2,801 \text{ тыс. руб./год};$$

Для двух трансформаторов $I_{\text{пот}}^{110} = 5,601 \text{ тыс. руб./год}$.

4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{(20 - 20 \cdot 0,01)}{0,85} = 33,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДН-40000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.4. Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТДН-40000/110

S _{ном} , МВА	U _н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{вн}	U _{нн}				
40	115	10,5	10,5	172	30	0,55

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}} \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.9)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}} = 30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{\text{в}} = 60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,19 \cdot 8729 = 261,87 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.10)$$

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

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,525}{1} \cdot \left(\frac{33,66}{40}\right)^2 \cdot 2405 = 292,92 \text{ МВ} \cdot \text{ч} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для двух трансформаторов (4.6):

$$I_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}},$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./(МВт · ч);
 $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ тыс. руб./(МВт · ч);

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформаторного блока 110 кВ:

$$I_{\text{пот}}^{110} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 261,87 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 292,92 = 4,208 \text{ тыс. руб./год};$$

4.3.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от $S_{\text{Гном}}$:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot S_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 37 = 370 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (4.12)$$

В распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

По каталогу завода «СлавЭнерго» выбираем два трансформатора ТСЗ-630/10/0,4. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–630/10/0,4

$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$		
630	10	0,4	5,4	1,2

4.3.5 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{37 - 0,01 \cdot 37}{0,85} = 43,09 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.13)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 30 \text{ МВт} \quad K = 1,4 \quad \cos \varphi_{\text{с}} = 0,85,$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП;
 $P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 110 кВ.
 Число отходящих линий 110 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\text{сн}}}{K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos \varphi_{\text{с}}} + 1 = \frac{43,09}{(1,4 \cdot 30 / 0,85)} + 1 = 2 \quad (4.14)$$

Принимается число ВЛ 110 кВ равным $n_{\text{л}} = 2$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{43,09}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,113 \text{ кА} \quad (4.15)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 0,113 = 0,131 \text{ А}, \quad (4.16)$$

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

$\alpha_{\text{T}} = 1,1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

По величине расчётного тока для линии напряжением $U=110\text{кВ}$ выбираем провод марки АС – 240/32.

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

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{43,09}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,226 \text{ А} \quad (4.17)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605 \text{ А} > 226 \text{ А}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.3.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{ору}}, \quad (4.18)$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП;

$P_{\text{нат}}$ – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 110 кВ.

Стоимость ОРУ $K_{\text{ору}} = 33 \text{ 516 тыс.руб.}$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 2 \cdot 20278,6 + 1900 + 4 \cdot 33516 = 176521 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 69695 + 1900 + 3 \cdot 33516 = 172143 \text{ тыс. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.19)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 176521 + 5,601 = 26483,78 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 172143 + 4,208 = 25825,66 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% \quad (4.20)$$

$$P = \frac{26483,78 - 25825,66}{26483,78} \cdot 100\% = 2,5 \%$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками.

4.3.7 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Для данного класса напряжения РУ-110 кВ выбираем вариант четырёхугольника. Выбранная схема РУ – 110 кВ представлена на рисунке 4.2.

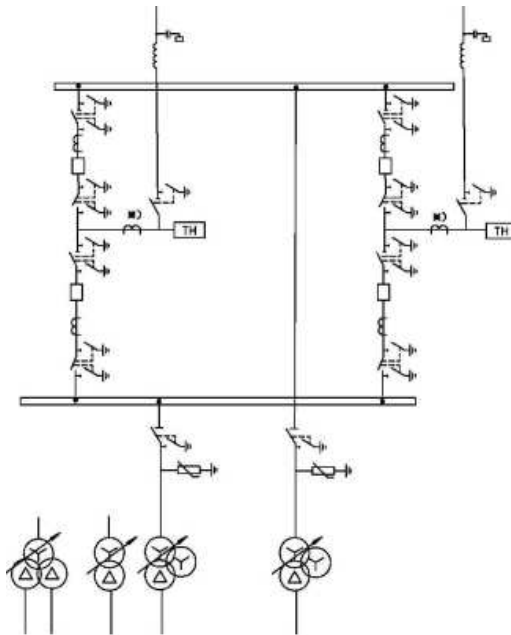


Рисунок 4.2– Структурная схема РУ

4.4 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

4.4.1 Расчёт исходных данных

Перед тем, как приступить к основным расчётам в программном обеспечении, необходимо определить индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах

Параметры генераторов:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,23 \cdot \frac{10,5^2}{23,5} = 1,079 \text{ Ом} \quad (4.21)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\Gamma}} = \frac{1,079}{314,16 \cdot 0,045} = 0,076 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

где x''_d – сверхпереходное продольное сопротивление генератора;
 $T_{\Gamma} = 0,045 \text{ с}$ – постоянная времени для гидрогенератора;
 Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_* \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ} \quad (4.23)$$

Индуктивное сопротивление трансформаторов:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К\%}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 55,55 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,12 \cdot \frac{115^2}{25^2} = 2,54 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Индуктивное сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_6^2}{S_{КЗ}} = \frac{115^2}{150} = 88,17 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

$$r_C = \frac{x_C}{20} = \frac{88,17}{20} = 4,41 \text{ Ом} \quad (4.27)$$

Сопротивления воздушной линии 10 кВ с энергосистемой:

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,121 \cdot 40 = 4,84 \text{ Ом} \quad (4.28)$$

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 40 = 17,4 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

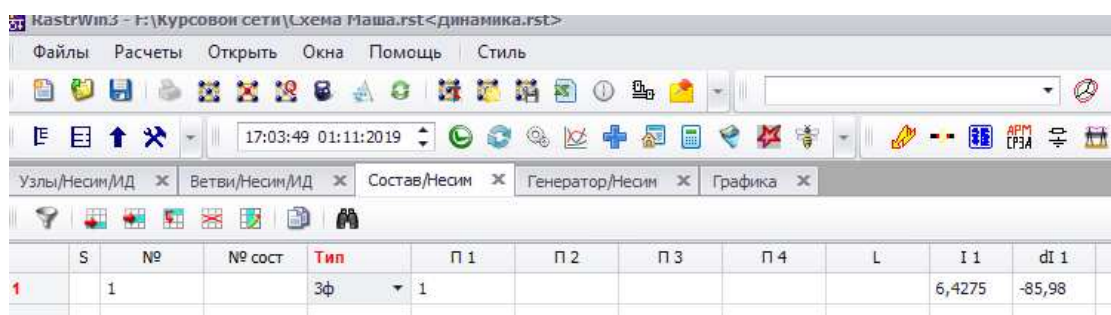
ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*C} \cdot U_6 = 1,0 \cdot 115 = 115 \text{ кВ} \quad (4.30)$$

Коэффициент трансформации:

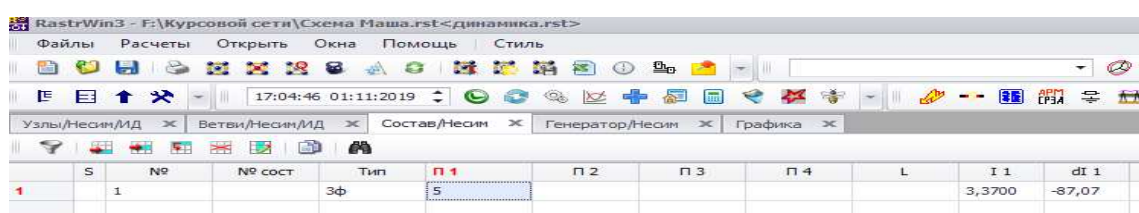
$$k_T = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{10,5}{115} = 0,091 \quad (4.31)$$

Результаты расчетов токов КЗ представлены рисунках 4.3, 4.4 и 4.5 и сведены в таблицу 4.7.



	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	1					6,4275	-85,98

Рисунок 4.3– Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на выводах генератора



	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1		3ф	5					3,3700	-87,07

Рисунок 4.4– Результаты расчёта 3-х фазного короткого замыкания на шине ВН

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	r 1	x 1	r 2	x 2	I 0	dt 0
1	1		1ф	5				1,6690	-87,06		1,6690	-87,06	1,6690	-87,06

Рисунок 4.5– Результаты расчёта 1-го фазного короткого замыкания на шине ВН

Значение полного однофазного КЗ на сборной шине 110 кВ составляет:

$$I_{\text{п0}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\text{КЗ}}^1 = 3 \cdot 1,6692 = 5,007 \text{ кА} \quad (4.32)$$

Таблица 4.7–Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

Тип КЗ	П1	$I_{\text{п.0}}$	i_y
1ф	5	5,007	7,789
3ф	5	3,370	5,242
3ф	1	6,428	16,362

4.4.2 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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:

$$I_{\text{Г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{16,8}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1356,77 \text{ А} \quad (4.33)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\text{Г,НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,НОМ}}} = \frac{23,5}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,118 \text{ кА} \quad (4.34)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110 кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{47}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 0,118 \text{ кА} \quad (4.35)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{47}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 0,236 \text{ кА} \quad (4.36)$$

4.4.3 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

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

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

- 1) $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.с}}$
- 2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб,мах}}$
- 3) $B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}}$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 и разъединитель РВРЗ–10/4000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ-10/4000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 1356,77 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 6,428 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 16,362 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
		$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 6,428^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 3,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ–10:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,428 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,035}} = 6,83 \text{ кА} \quad (4.37)$$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – 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

Окончание таблицы 4.9

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

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Он предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-М3 изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-М3 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.

4.4.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 –Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 1356,77 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-10 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 10 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.5 Выбор параметров ОРУ

4.5.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковой выключатель ВЭБ-110 и разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.12. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.12–Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-110	Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 118 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 3,370 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\gamma} = 5,242 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 3,370^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 0,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях

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

4.5.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-110 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-110-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-100-УХЛ1 представлена в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 118 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-110. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-110 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Выбор трансформатора напряжения

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

В ОРУ 110 кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-110 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

5 Релейная защита и автоматика

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

В соответствии с ПУЭ, выбираем защиту основных элементов проектируемой Киришлекской ГЭС мощностью 37 МВт: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Технические данные оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
генератор	Тип		ВГС 700/80-40
	номинальная мощность	полная, МВА	23,5
		активная, МВт	20
	номинальное напряжение, кВ		10,5
	коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,85
	частота вращения, об/мин		150
	номинальный ток статора, А		1295
	ток ротора при номинальной нагрузке, А		930
	индуктивное сопротивление по продольной оси о.е	синхронное X_d	0,97
		переходное $X'd$	0,32
		сверхпереходное $X''d$	0,23
емкость статора, мкФ		0,65	
трансформатор	Тип		ТДН 25000/110
	номинальное напряжение, кВ	ВН	115
		НН	10,5
напряжение короткого замыкания, %		10,5	

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора ВГС 700/80-40:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;

- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 - Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
 - Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
 - Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
 - Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 - Защита от длительной форсировки;
 - Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Защиты силового трансформатора ТДН 25000/110:
- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
 - Газовая защита (от внутренних повреждений);
 - Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
 - Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
 - Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
 - МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
 - Контроль уровня масла в расширительном баке;
 - Защита от однофазных замыканий на землю в сети 110кВ;
 - Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
 - Защита от перегрузки (резервная защита).
- Защиты воздушных линий 110 кВ (основные защиты):
- Дифференциально-фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
 - Резервные защиты:
 - Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
 - Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
 - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
 - УРОВ 110кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110кВ).
- Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
- Дифференциальная защита;
 - Газовая защита;
 - МТЗ на стороне 10,5 кВ;
 - Защита от перегрузки;
 - Защита устройств РПН;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

5.3 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{P_{\text{НОМ}}/\cos\varphi}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{20/0,85}{\sqrt{3}\cdot 10,5} = 1,29 \text{ кА}, \quad (5.1)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная активная мощность генератора;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора;

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

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)}\cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1290\cdot 1}{2000/5} = 3,225 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{СХ}} = 1$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда»;

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

Ток ротора первичный на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1,2255} = \frac{930}{1,2255} = 758,87 \text{ А} \quad (5.3)$$

Ток ротора вторичный:

$$I_{\text{НОМ,РОТ}} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}}{1000/5} = \frac{758,87}{1000/5} = 3,79 \text{ А} \quad (5.4)$$

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительности ($I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{НОМ.}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора 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 : $I_{\text{НОМ.}} = 1290 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформатора $K_{\text{ТТ}} = 2000/5$

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:

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ.}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{НОМ.}} = 0,05 \cdot I_{\text{НОМ.}} \quad (5.5)$$

$$I_{\text{нб(н)}} = 0,05 \cdot 1290 = 64,5 \text{ А,}$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.
 Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{нб(н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{НОМ.}}, \quad (5.6)$$

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

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ.}} = 0,15 \cdot 1290 = 193,5 \text{ А} \quad (5.7)$$

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 КЗ:

$$I_{\text{нб(кз)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{макс.}}, \quad (5.8)$$

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

$I_{\text{макс.}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{макс.}} = \frac{E'_r}{x'_d} \cdot I_{\text{НОМ.}} = \frac{1}{0,23} \cdot 1290 = 5608,70 \text{ А,} \quad (5.9)$$

где E'_d – сверхпереходное ЭДС генератора;
 x'_d – сверхпереходное сопротивление генератора.
 Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ:

$$I_{\text{нб(кз)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 5608,70 = 560,87 \text{ А}$$

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{нб(кз)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}} = \frac{560,87 \cdot 2}{5608,70} = 0,2, \quad (5.10)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;
 I_T – ток трехфазного замыкания на выводах генератора.
 $K_T > 0,2$;

Следовательно, K_T принимаем равным 0,3.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.11)$$

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

$$B > \frac{I_{CP.0}}{K_T} = 0,5 \quad (5.12)$$

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

На рисунке 5.1 представлена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

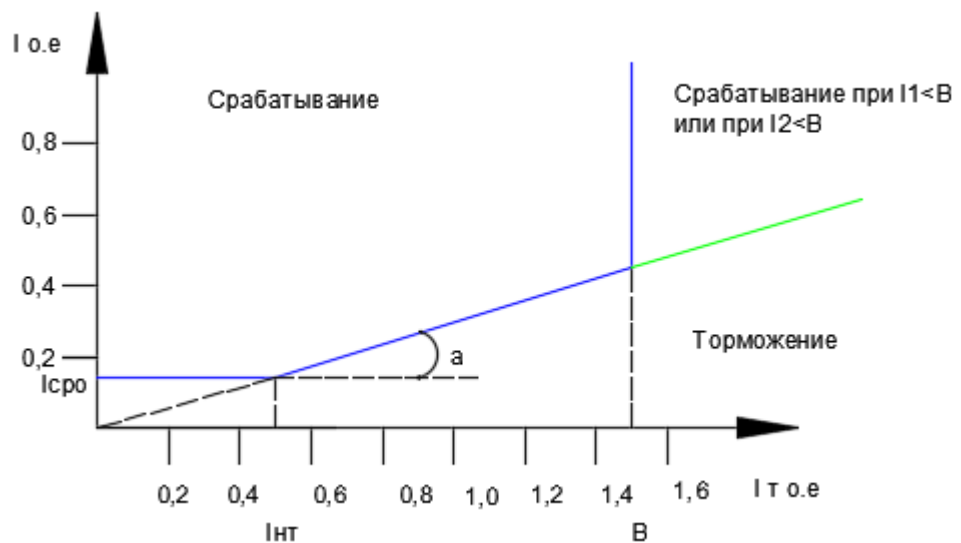


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 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; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

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.

Расчет $U_{0 \text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

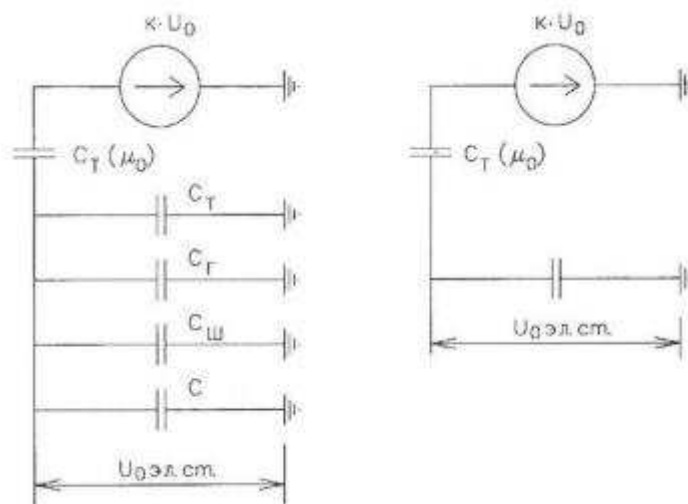


Рисунок 5.2– Схема замещения для определения напряжения обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя;

Емкости генератора 0,7 мкФ и генераторного выключателя 0,25 мкФ для напряжения 10,5 кВ.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} \quad (5.13)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.14)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,010 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{115}{\sqrt{3}} = 22,13 \text{ кВ} \quad (5.15)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 5,5 \text{ А} \quad (5.16)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазном замыкании на стороне 110 кВ считаем по формуле (97):

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 22130 \cdot \frac{0,010}{0,010 + 0,965} = 113,5 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}} \quad (5.17)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 113,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}$$

$$U_{\text{СР}} \geq 0,985,$$

где $K_{\text{Н}} = 1,5$ – коэффициент надежности;

$n_{\text{ТН}} = 100/3$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

выполняется с тремя органами.

Принимаем следующие уставки: U_{0IGC} уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с, действует на сигнал; U_{0GC} уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.18)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % 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.

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.19)$$

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:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.20)$$

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

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

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)

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} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.21)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2} \quad (5.22)$$

где $A = 30$ – параметр, заданный заводом-изготовителем ($T_{\text{макс}}=700$ сек) .

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$; $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$.

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21 \quad (5.23)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,17 \cdot I_H \quad (5.25)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1038 \text{ с}$$

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

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2} \quad (5.26)$$

$$A_{ИО} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP} \quad (5.27)$$

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

Таблица 5.2– Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,74	0,61	0,49	0,37	0,24	0,21
Длительность (с)	30	55	80	125	220	500	700

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

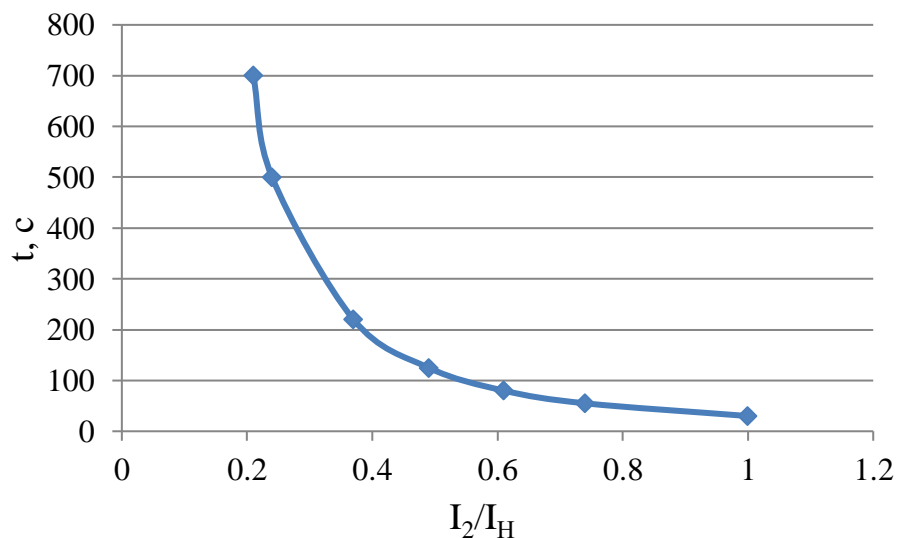


Рисунок 5.3– Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный

орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

1) Орган токовой отсечки I_{20TC} срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

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 КЗ на шинах ВН 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 допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

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

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d''ВН} + X_{\Gamma} + X_{\text{Л}})} \quad (5.28)$$

$$X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 5,6 \cdot \frac{23,5}{115^2} = 0,001 \quad (5.29)$$

$$X_{d''ВН} = X_{d''} \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,25 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2 = 29,99, \quad (5.30)$$

где $X_{d''ВН}$ –сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

X_{Γ} – сопротивление обратной последовательности генератора;

$$X_{\Gamma} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{23,5}{25} = 0,099 \quad (5.31)$$

где X_{Γ} –сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 110 кВ:

$$I_{2C.3}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (29,99 + 0,099 + 0,001)} = 0,01278 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3} = I_{2C.3}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 0,01278 \cdot 2 \cdot \frac{115}{10,5} = 0,2799 \quad (5.32)$$

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

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.33)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H \quad (5.34)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.3– Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

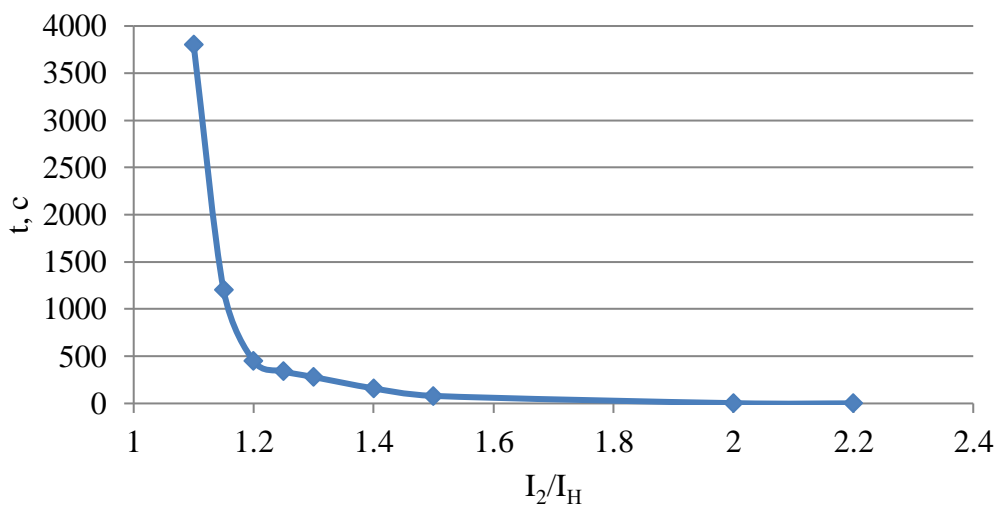


Рисунок 5.4– Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,5 \cdot I_{НОМ} \quad (5.35)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot \frac{10500}{100}} = 66 \text{ В} \quad (5.36)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 55,5 + \frac{0,8}{2} \cdot 18,06 = 54,6 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,105 \cdot 115^2}{25} = 55,5 \text{ Ом} \quad (5.38)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot U_K \cdot \frac{S_{\text{ном.ген}}}{S_{\text{ном.тр}}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{\text{ном.ген}}}{U_{\text{вн}}^2} \cdot Z'_1 \quad (5.39)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{23,5}{25} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{23,5}{115^2} \cdot 18,06 = 0,09$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 4,69 = 0,422 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{23,5} = 4,69 \quad (5.41)$$

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,422 \cdot \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{10500}{100}} = 1,61 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,7 \text{ Ом}$.

1) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции

ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

2) Принимаем $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1295} = 4,68 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2,56 - 0,95}{0,97} = 4,3, \quad (5.44)$$

где $I_{\text{В.Х.Х.}}$ – ток ротора холостого хода, А;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{4,3} = 0,22 \text{ о. е.} \quad (5.45)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 4,3} = 0,208 \quad (5.46)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 77,99^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,22}{1,05} = 0,21 \text{ о. е.} \quad (5.48)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,21 \cdot \frac{10,5^2}{23,5} = 0,99 \text{ Ом} \quad (5.49)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,99 \cdot 2000 / 5}{10500 / 100} = 3,77 \text{ Ом} \quad (5.50)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 3,77$ Ом.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,063$ Ом, $Z_{CM2} = 0,15$ Ом.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

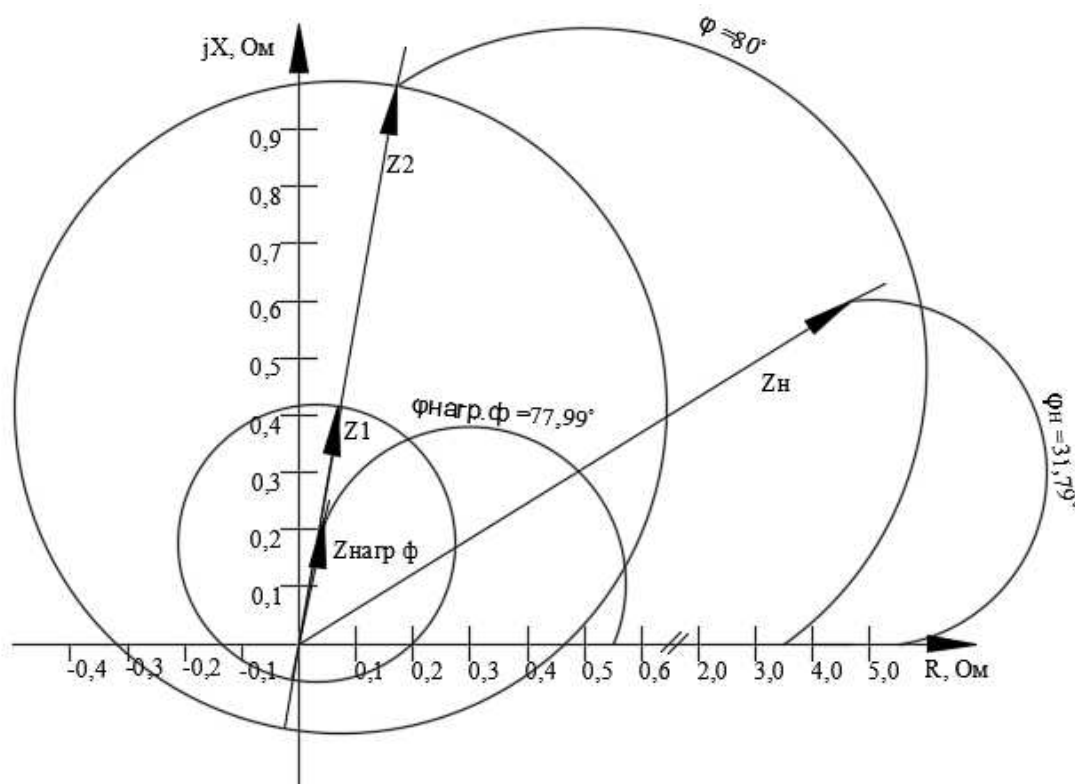


Рисунок 5.5– Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 995,1 \text{ А} \quad (5.51)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,023 \text{ А} \quad (5.52)$$

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

Данные о перегрузочной способности ротора представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Меньше или равно 100МВт	длительное	250	180	160	120	90	72	45	20

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

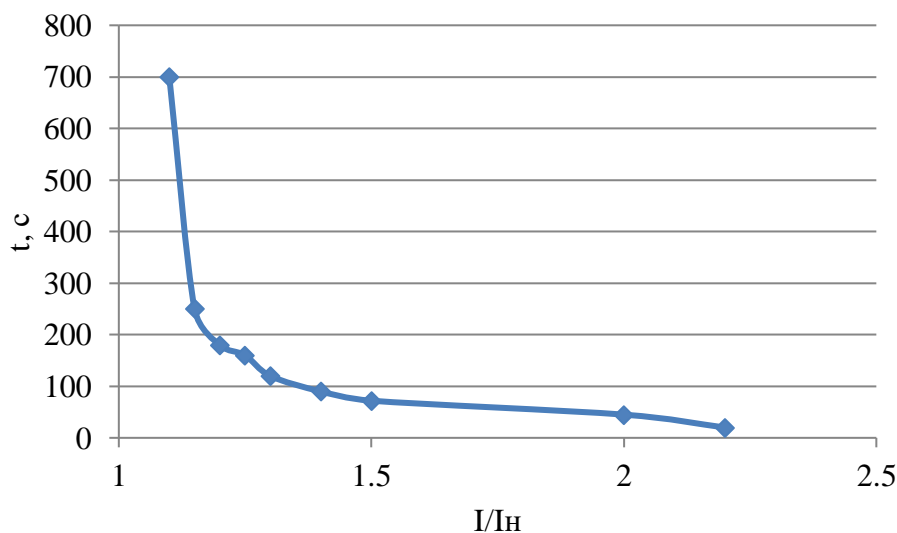


Рисунок 5.6– Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{НОМ.Р} \quad (5.53)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины ШЭ1113 производства ООО НПП «ЭКРА».

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.5.

Матрица отключений представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.5 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,45 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1,5 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4,5 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	90,3 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,45 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,11 \cdot I_H$	3,3 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,21 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,3 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,53 \cdot I_{НОМ}$	4,59 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,09	1,43 Ом
			$Z_{сmI}$	$0,15 \cdot Z_I$	0,063
		2 ступень	Z_{II}	0,21	3,77 Ом
			$Z_{сmII}$	$0,15 \cdot Z_{сmII}$	0,15
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.P}$	4 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,156 \cdot I_{НОМ.P}$	8,17 А

Таблица 5.6 – Матрица отключений

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

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение класса гидротехнических сооружений

Согласно Постановлению Правительства РФ от 2 ноября 2013г. № 986:

1 Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунтов основания:

Плотины на скальном основании высотой менее 25м имеет IV класс сооружений.

1 Класс гидротехнических сооружений в зависимости от их назначения и условий эксплуатации.

Гидротехнические сооружения гидравлических, гидроаккумулирующих, приливных и тепловых электростанций установленной мощностью МВт от 10-300МВт принимается класс III. (Установленная мощность ГЭС составляет 37 МВт).

3 Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий:

В населенном пункте Кондома, расположенного в 5 км, ниже ГЭС число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения до 3000 человек, назначается II класс сооружения.

С учетом исходных данных назначается II класс. Коэффициент надёжности по ответственности для сооружений II класса: $\gamma_n = 1,2$

6.1.2 Определение отметки гребня плотины

Отметку гребня плотины ∇ ГБП:

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

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

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

где Δh_{set} - высота ветрового нагона;

a - конструктивный запас, принимаемый не менее 0,6 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

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

где L - длина разгона волны, м;
 α - угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha = 0$);
 d - условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$k_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot V_w) \cdot 10^{-7} \quad (6.4)$$

Для скорости ветра $V_w = 22$ м/с, Длина разгона: $L = 0,79$ км,
Тогда $k_w = 2,28 \cdot 10^{-6}$

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА}}{2} = \frac{350 - 328}{2} = 11 \text{ м} \quad (6.5)$$

Тогда, высота волнового нагона равна:

$$\Delta h_{set} = 2,28 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{22^2 \cdot 790}{9,81 \cdot 11} = 0,0081 \text{ м}$$

Определяют высоту волны 1 % обеспеченности для основного случая для этого:

- 1) Вычисляют безразмерные комплексы $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 790}{22^2} = 16,01 \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{22} = 9631,64 \quad (6.7)$$

2) Из графика [38, Приложение 1, рисунок 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot t}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot T}{V_w}$. Необходимые величины сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Безразмерные комплексы

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
0,9	0,0075	4,0	0,08

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляют средний период волны T (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 0,9 \Rightarrow T = \frac{0,9 \cdot 22}{9,81} = 2,02 \text{ с} \quad (6.8)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,0075 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,0075 \cdot 22^2}{9,81} = 0,37 \text{ м} \quad (6.9)$$

3) Вычисляют среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} \quad (6.10)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,02^2}{2 \cdot 3,14} = 6,37 \text{ м}$$

4) Проверяют условие на глубоководность $d > 0,5 \bar{\lambda}_d$. $11 \text{ м} > 3,16 \text{ м}$
Условие выполняется.

5) Определяют высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.11)$$

где K_i - коэффициент, определяемый по графику [38, Приложение 1, рисунок 2] в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

$$\text{Тогда } h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,37 \cdot 2,1 = 0,78 \text{ м,}$$

$$h_s = 0,78 + 0,0081 + 0,6 = 1,39 \text{ м,}$$

$$\nabla \text{ГБП} = 350 + 1,39 = 351,39 \text{ м}$$

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка $\nabla \text{ГБ}$ устанавливают проектную отметку гребня плотины, наибольшую отметку из $\nabla \text{ГБП}$, $\nabla \text{ГБ}$.

6.2 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины и глубинного водосброса

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяют расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все

эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС $-Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

($n - 1$) при числе гидроагрегатов ГЭС $n < 6$;

$$Q_p^{осн} = Q_{осн.мах} - (n - 1) \cdot Q_{ГА}, \quad (6.12)$$

где n – количество гидроагрегатов.

$Q_{осн.мах}$ – расчетный максимальный расход 1% обеспеченности для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем.

$Q_{ГА}$ – расход через один гидроагрегат.

$$Q_{ГА} = \frac{N_{агр}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{18,5 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 18 \cdot 0,92} = 113,87 \quad (6.13)$$

$$H_{осн} = НПУ - УНБ (Q_{осн.мах}) = 350,0 - 332 = 18,0 \quad (6.14)$$

$$Q_p^{осн} = 788 - (2 - 1) \cdot 113,87 = 674,13 \text{ м}^3/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p^{осн}}{q_b}, \quad (6.15)$$

где q_b - удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.16)$$

где q_p - удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{нр} \cdot h_{нб} = 5 \cdot 4,0 = 20,0 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.17)$$

$$\text{Тогда } q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 20,0 = 25,0 \text{ м}^3/\text{с},$$

где $V_{нр}$ - допустимая скорость (для скального основания 5,0 м/с);

$h_{нб}$ - глубина воды в НБ при $Q_{осн.мах} 1\%$ - 4,0 м.

$$B = \frac{Q_p^{осн}}{q_b} = \frac{674,13}{25} = 26,97 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону. Так же должно удовлетворять условию:

$$B = b \cdot n, \quad (6.18)$$

где n - число пролетов (не менее $2 \div 3$),
 b - стандартная ширина пролета (8, 9, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24, 30) м.
Тогда принимается $n = 3$ количество пролетов по 9 метров.
Окончательная ширина водосливного фронта $B = 27$ м.
Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_B = (0,12 \div 0,16) \cdot 9 = 1,08 \div 1,44 \text{ м}$$

С учетом того, что выполняем разрез по быку, толщину пазового перешейка быка во всех случаях необходимо назначать не менее 0,8 м, принимаем $\delta_B = 3$ м

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_b = 9 \cdot 3 + (3 - 1) \cdot 3 = 33 \text{ м} \quad (6.19)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

Используя формулу расхода через водослив, можно определить полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива - H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления - H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p^{\text{осн}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где m - коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля. Принимается в курсовом проекте $m = 0,49$.

Тогда полный напор на водосливе в первом приближении:

$$H_{01} = \left(\frac{674,13}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,10 \text{ м}$$

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p^{\text{осн}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3}, \quad (6.21)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ - коэффициент бокового сжатия,
 $\sigma_{\text{п}}$ - коэффициент подтопления (принимается равным 1).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon + (n-1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.22)$$

где b - ширина одного пролёта,

ε - коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива. Форма боковых устоев представлена на рисунке 6.1.

$\varepsilon_0 = 0,45$ - коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая);

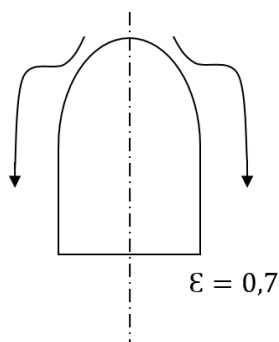


Рисунок 6.1 - Форма боковых устоев

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{5,10}{9} = 0,94$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{674,13}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,31 \text{ м}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g}, \quad (6.23)$$

где V_0 - скорость подхода потока к плотине,

$\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса,

$$V_0 = \frac{Q_p^{\text{очн}}}{(V_{\text{НПУ}} - V_{\text{ДНА}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} = \frac{674,13}{(350 - 328) \cdot (27 + (3-1) \cdot 3)} = 0,93 \text{ м/с}, \quad (6.24)$$

где δ_6 - толщина быка;

B - ширина водосбросного фронта.

Таким образом:

$$H = 5,31 - \frac{1,1 \cdot 0,93^2}{2 \cdot 9,81} = 5,26 \text{ м},$$

где $H_{ст}$ - стандартный напор, м, ближайший к H_v 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).

Тогда $H_{ст} = 6$ м.

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 350 - 6 = 344,00 \text{ м} \quad (6.25)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 344,0 + 1,6 \cdot 6 = 353,6 \text{ м} \quad (6.26)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений ($\nabla_{ГБП} = 351,39$ м и $\nabla_{ГБ} = 353,6$ м), то есть $\nabla_{ГБП} = 353,6$ м.

6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} \quad (6.27)$$

$$Q_{р.пов} = Q_{повмах} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} - Q_{д.в}, \quad (6.28)$$

где $Q_{пов.мах}$ - максимальный расчётный расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% ,

$$Q_{ГА} = \frac{N_{агр}}{9,81 \cdot H_{осн} \cdot \eta} = \frac{18,5 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 18,53 \cdot 0,92} = 110,62$$

$$H_{осн.пов} = ФПУ - УНБ (Q_{пов.мах}) = 351,0 - 332,47 = 18,53 \quad (6.29)$$

где $Q_{д.в}$ - расход, сбрасываемый через донный водосброс сооружения гидроузла.

Расход через донный водосброс при $H_{пов} = ФПУ - ЦВО = 351 - 333 = 18$ м,

$$Q_{д.в} = 0,8 \cdot 4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 18} = 60,14$$

$$Q_{р.пов} = 962 - (2 - 1) \cdot 110,62 - 60,14 = 791,24 \text{ м}^3/\text{с},$$

Напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{791,24}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,67 \text{ м,}$$

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

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} \quad (6.30)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3 - 1) \cdot 0,45}{3} \cdot \frac{5,67}{9} = 0,93$$

Тогда:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = 5,95 \text{ м}$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} \quad (6.31)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_0)} = \frac{790,18}{(350 - 328) \cdot (27 + 2 \cdot 3)} = 1,09 \text{ м/с} \quad (6.32)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} = 5,95 - \frac{1,1 \cdot 1,09^2}{2 \cdot 9,81} = 5,88 \text{ м,}$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 344,0 + 5,88 = 349,88 \text{ м} \quad (6.33)$$

Расчётная отметка $\nabla\text{ФПУ}_p$ оказалась меньше заданной, поэтому исходная отметка достаточна для пропуска паводка; $\nabla\text{ФПУ} = 351,0 \text{ м}$.

6.2.4 Построения профиля водосливной ванны

Определяем координаты оголовка безвакуумного водослива [38, таблица 6-12]. Табличные координаты умножаем на $H_{\text{ст}}$ и строим кривую. В таблицу 6.2 сведены полученные координаты для построения оголовка водослива. Приложение В, рисунок В.1.

Таблица 6.2 - Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ст} = 6$ м.

x	y	x	y	x	y	x	y
0	0,756	6	1,536	12	7,41	18	16,944
0,6	0,216	6,6	1,926	12,6	8,214	18,6	18,078
1,2	0,042	7,2	2,364	13,2	9,048	19,2	19,242
1,8	0	7,8	2,85	13,8	9,918	19,8	20,43
2,4	0,036	8,4	3,384	14,4	10,878	20,4	21,654
3	0,162	9	3,966	15	11,76	21	22,908
3,6	0,36	9,6	4,584	15,6	12,732	21,6	24,186
4,2	0,6	10,2	5,238	16,2	13,734	22,2	25,494
4,8	0,876	10,8	5,922	16,8	14,772	22,8	26,826
5,4	1,188	11,4	6,648	17,4	15,84	23,4	28,188

6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении (рисунок 6.2). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

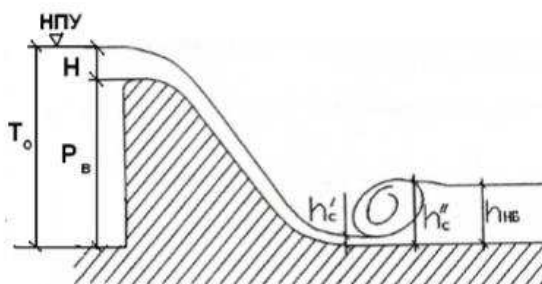


Рисунок 6.2 - Оголовок и сжатое сечение

Критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 674,13^2}{9,81 \cdot (27 + 2 \cdot 3)^2}} = 3,6 \text{ м} \quad (6.34)$$

Определяем сопряжение глубины:

$$h_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(H_{НПУ} - \text{ДНО} - h')}} = \frac{20,43}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (350 + 328 - 0)}} = 1,03 \quad (6.35)$$

$$h_c' = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ст} + H_{ст} - h')}} = \frac{20,43}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (350 + 328 - 1,03)}} = 1,06 \quad (6.36)$$

$$q = \frac{Q_p^{осн}}{B + \delta_6 \cdot (n-1)} = \frac{674,13}{27 + 3 \cdot (3-1)} = 20,43 \frac{м^2}{с} \quad (6.37)$$

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \left(\frac{h_{кр}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right) = 8,86 \quad (6.38)$$

$h_c'' > h_{НБ}$, 8,86 м > 4,00 м прыжок отогнанный.

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину.

6.2.6 Пропуск расходов через донные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{р.в.} = \frac{V_{пол.вдх} + V_{пр}}{t_{сраб.}} = \frac{1,57 + 0,04 \text{ км}^3}{6 \text{ мес.}} = \frac{1610000000 \text{ м}^3}{15552000} = 103,52 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.39)$$

где $V_{пол.вдх}$ - полезный объем водохранилища, $V_{пол.вдх} = 1,57 \text{ км}^3$ ($1,57 \cdot 10^9 \text{ м}^3$),

$V_{пр}$ - объем притока;

$t_{сраб.}$ - время сработки, где $t_{сраб.} = 15552000 \text{ с}$.

Время, за которое срабатывается водохранилище (6 месяцев).

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}}, \quad (6.40)$$

где $H_{во}$ - напор над центром выходного отверстия;

$\omega_{во}$ - площадь выходного отверстия;

Q - расход, сбрасываемый через отверстие, μ - коэффициент расхода.

Принимаем количество отверстий равное двум. Тогда расход через одно водопропускное отверстие:

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{р.в.}}{2} \quad (6.41)$$

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{103,52}{2} = 51,76 \text{ м}^3/\text{с}$$

Для того чтобы определить $H_{\text{во}}$ нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h = 2$ м, тогда нижняя отметка донного отверстия 332,5 м. Отметка над центром выходного отверстия:

$$\nabla \text{ЦВО} = 332,5 + \frac{h}{2} = 333,5 \text{ м} \quad (6.42)$$

Напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{во}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ЦВО} = 350 - 333,5 = 16,5 \text{ м} \quad (6.43)$$

Площадь выходного отверстия $\omega_{\text{во}}$ при известном $Q_{1 \text{ отв}}$, будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{\text{во}}}} \quad (6.44)$$

$$\omega_{\text{во}} = \frac{51,76}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 16,5}} = 3,59 \text{ м}^2$$

Так как высота отверстия - 2 м, тогда ширина будет равна:

$$b = \frac{\omega_{\text{во}}}{h} \quad (6.45)$$

$$b = \frac{3,59}{2} = 1,8 \text{ м}$$

Округлим ширину отверстия до 2,0 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна:

$$\omega_{\text{во}} = b \cdot h = 2 \cdot 2 = 4 \text{ м}^2 \quad (6.46)$$

Исходя из расчета, получаем 2 водосбросных отверстий $h = 2$ м, $b = 2$ м. Между двумя отверстиями примем расстояние 2 м.

6.2.7 Расчёт параметров водобойного колодца комбинированного типа

Для гашения энергии воды в нижнем бьефе принимаем водобойный колодец комбинированного типа и водобойную стенку.

Принимаем глубину колодца $d_k = 3,0$ м.

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}} + d_k = 350 - 328 + 3 = 25 \text{ м} \quad (6.47)$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{25}{3,6} = 10,83 \text{ м} \quad (6.48)$$

По графику определяются $\xi_c = 0,25$ и $\xi_c'' = 2,9$,
Вычисляем сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,25 \cdot 3,6 = 0,90 \text{ м} \quad (6.49)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 2,9 \cdot 3,6 = 10,44 \text{ м} \quad (6.50)$$

$h_c'' > h_{\text{НБ}}$, $10,44 \text{ м} > 4,00 \text{ м}$ прыжок отогнанный.
Напор над водобойной стенкой

$$H_{\text{ст}} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha q^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2} = \left(\frac{20,43}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 20,43^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 10,44)^2} = 4,28 \quad (6.51)$$

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 10,44 - 4,28 = 7,2, \quad (6.52)$$

где $m = 0,49$ – для водослива практического профиля.
 $\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса
Принимаем колодец высотой 3 м и водобойную стенку высотой 4,2 м.
Расчет сопряжения потока после водобойной стенки
Определяем сопряженные глубины:

$$T_0 = 4,28 + 7,2 - 3 = 8,48 \text{ м},$$

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{8,48}{3,6} = 2,36 \text{ м},$$

По графику определяются $\xi_c = 0,58$ и $\xi_c'' = 1,35$,
Вычисляем сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{\text{кр}} = 0,58 \cdot 3,6 = 2,09 \text{ м},$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{\text{кр}} = 1,35 \cdot 3,6 = 4,86 \text{ м},$$

$h_c'' > h_{\text{НБ}}$, $4,86 \text{ м} > 4,00 \text{ м}$ прыжок отогнанный.
В курсовом проекте ширину водобойного колодца принимаем:

$$B_k = B + \Sigma \delta = 27 + 6 = 33 \text{ м} \quad (6.53)$$

Длина прыжка:

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10,44 - 0,9) = 47,34 \text{ м} \quad (6.54)$$

Длина водобоя:

$$l_B = (0,75 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 35,5 \div 47,34 \text{ м} \quad (6.55)$$

Принимаем $l_B = 40 \text{ м}$.

Толщина водобойной плиты определяется по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot 22,7 \cdot \sqrt{0,9} = 3 \text{ м} \quad (6.56)$$

Скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p^{\text{осн}}}{(B+(n-1) \cdot \delta_B) \cdot h_c'} = \frac{674,13}{(27+(3-1) \cdot 3) \cdot 0,9} = 22,7 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.57)$$

Принимаем толщину водобойной плиты $\delta_B = 3,0 \text{ м}$ и ее анкеруем в скалу.

Отметка подошвы:

$$\nabla_{\text{под}} = 328,0 - 3 - 3 = 322 \text{ м} \quad (6.58)$$

Рассчитываем вторую водобойную стенку

Напор над водобойной стенкой

$$\begin{aligned} H_{\text{ст}} &= \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{\alpha q^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h_c'')^2} \\ &= \left(\frac{20,43}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 20,43^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 4,86)^2} = 3,64 \text{ м} \end{aligned}$$

$$h_{\text{ст}} = \sigma \cdot h_c'' - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 4,86 - 3,64 = 1,7$$

Принимаем высоту водобойной стенки равное 1,7 м.

Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки

Определяем сопряжение глубины:

$$T_0 = 3,64 + 1,7 = 5,34 \text{ м}$$

$$\xi_{T_0} = \frac{5,34}{3,6} = 1,48 \text{ м}$$

По графику определяются $\xi_c = 0,84$ и $\xi_c'' = 0,9$,
Вычисляем сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,84 \cdot 3,6 = 3,02 \text{ м}$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 0,9 \cdot 3,6 = 3,24 \text{ м}$$

3,24 м < 4,00 м прыжок затопленный/
Длина прыжка:

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 3,24 - 3,02) = 7,84 \text{ м}$$

Длина водобоя:

$$l_b = (0,75 \div 1) \cdot l_{пр} = 5,88 \div 7,84,$$

Принимаем $l_b = 7 \text{ м}$.

Толщина водобойной плиты определяется по формуле В.Д. Домбровского:

$$\delta_b = 0,15 \cdot 6,76 \cdot \sqrt{3,02} = 1,76 \text{ м}$$

Скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p^{\text{осн}}}{(B + (n - 1) \cdot \delta_b) \cdot h_c'} = \frac{674,13}{(27 + (3 - 1) \cdot 3) \cdot 3,02} = 6,76 \text{ м}^2/\text{с}$$

Принимаем толщину водобойной плиты $\delta_b = 1,8 \text{ м}$ и ее анкеруем в скалу.

6.2.8 Рисберма

Часть энергии, которая не погасится на водобое гасится на рисберме. На рисберме происходит уменьшение осредненных скоростей и пульсаций скоростей потока. Горизонтальная рисберма выполнена в виде крепления из бетонных плит. Плиты расположены в шахматном порядке.

Длина рисбермы $l_p = l_b = 7 \text{ м}$.

Принимаем длину рисбермы 8 м, тогда рисберма будет состоять из 1 плиты длиной 8 м.

Толщина плит рисбермы определяется по следующим формулам:

$$t_p = \frac{p_w \cdot h_p \cdot K_c}{(p_6 - p_w)} \quad (6.59)$$

$$h_p = 2 \cdot h_v \cdot \left(\frac{h_{кр.р}}{x}\right)^{1.34} = 2 \cdot 2,56 \cdot \left(\frac{3,6}{48}\right)^{1.34} = 0,16 \text{ м}, \quad (6.60)$$

где $x = 48$ – расстояние от сжатого сечения до рассматриваемой плиты;

$$h_v = \frac{\alpha \cdot v_c^2}{2 \cdot g} = \frac{1,1 \cdot 6,76^2}{2 \cdot 9,81} = 2,56 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении

K_c – коэффициент запаса, принимаем 1,25

$h_{кр.р}$ – критическая глубина на рисберме:

q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = \frac{Q_p^{очн}}{B_p} = \frac{674,13}{33} = 20,43 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.62)$$

где B_p – ширина рисбермы (в курсовом проекте принимаем равной ширине водобойного колодца B_k).

Тогда:

$$t_p = \frac{p_w \cdot h_p \cdot K_c}{(p_6 - p_w)} = \frac{1000 \cdot 0,16 \cdot 1,25}{(2400 - 1000)} = 0,15$$

Принимаем $t_p = 0,15$ м.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является более экономичным.

Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Для плотин на скальном основании, ширина подошвы находится по формуле:

$$B_n = h \cdot \text{tg}\alpha = 28 \cdot 0,7 = 19,6 \quad (6.63)$$

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ПОД} = 350 - 322 = 28 \text{ м} \quad (6.64)$$

6.3.2 Разрез бетонной плотины швами

Так как плотина проектируется на скальном основании, в ней устраиваются швы, обеспечивающие свободное развитие температурных и усадочных деформаций.

Принимаем ширину температурного шва по контуру 1 см., внутри тела плотины 0,3 см. Плотину разделяем деформационными швами на секции шириной 10 м.

6.3.3 Быки

Размеры быков водосбросной плотины следует назначены в зависимости от типа и конструкции затворов, размеров водосбросных отверстий, эксплуатационных и аварийных выходов из продольных галерей, а также размеров и конструкции мостовых пролетных строений. Оголовок быка выполняется полукруглым. Размеры представлены на рисунке 6.3.

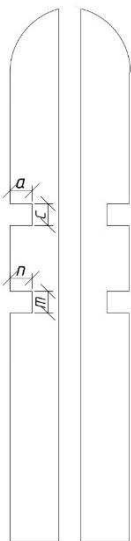


Рисунок 6.3 – Размеры быка

Толщина разрезного быка $\delta_B = 3$ м. Пазы для плоского аварийно-ремонтного затвора принимаем шириной $a = c = 0,5$ м.

Пазы для рабочего затвора принимаем $m = n = 0,5$ м.

Пазы аварийно - ремонтных затворов со стороны верхнего бьефа размещаем на расстоянии 1,5 м от рабочего затвора, чтобы обеспечить удобные условия для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

На гребне плотины устраиваем пешеходную дорожку, автодорогу и рельсовый путь для движения крана. Проектируемая дорожка для людей составляет – 2 м, проезжая часть шириной - 4 м и место под кран -6 м. Общая ширина сооружения по гребню 12 м. Ширина плотины по гребню может измениться при расчётах сооружения на прочность и устойчивость, но не может быть меньше заданной величины.

6.3.4 Устои

Устои плотин предназначены для защиты берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив; для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе; для предотвращения опасного воздействия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к земляной или берегу; также они служат опорами для затворов и мостов. Между водосливной и зданием ГЭС устроен разделительный устой для разделения потоков длиной 65,0 м.

6.3.5 Основные размеры цементационной завесы

В скальном основании плотины устраиваем противофильтрационную преграду в виде цементационной завесы.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр}}, \quad (6.65)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе, определяются из фильтрационного расчёта.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{ас} = 21,41 - 8,56 = 12,85 \text{ м}, \quad (6.66)$$

где $J_{кр}$ – критический градиент напора на завесе принимаем $J_{кр} = 15$.

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения для II класса $\gamma_n = 1,2$;

$H_d, H_{ас}$ – геометрические параметры эпюры фильтрации.

$$\delta_3 = \frac{12,85 \cdot 1,2}{15} = 1,03 \text{ м},$$

Заглубление завесы относительно подошвы сооружения:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}})$$

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot (350 - 328,59) = (10,71 \div 17,13), \quad (6.67)$$

где $\nabla_{НБ_{min}} = 328,59$ м

Принимаем $h_{зав} = 17$ м.

Расстояние от напорной грани до оси завесы:

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot B_n, \quad (6.68)$$

где B_n - ширина подошвы.

$$l_1 = (0,1 \div 0,25) \cdot 19,6 = (1,96 \div 4,90)$$

Принимаем $l_1 = 4$ м.

Расстояние между цементационными скважинами принимается 4 м.

6.3.6 Основные размеры дренажа в основании плотины

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения и образования трещин в скальном основании под подошвой сооружения устраиваем дренаж.

Заглубление дренажа относительно подошвы сооружения:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = (0,5 \div 0,7) \cdot 17 = (8,5 \div 11,9) \text{ м}, \quad (6.69)$$

Принимаем $h_{др} = 11$ м.

Диаметр скважин для дренажа принимают в диапазоне 20 - 25 см. принимаем диаметр 0,2 м.

Расстояние от оси завесы до дренажа принимаем: $l_2 = 5$ м.

6.3.7 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровая галерея размером 2 на 2,5 м расположена на отметке 337,50. Предусмотрены две буровые галереи, находящиеся у подошвы плотины на отметке 324,00 м.

Размеры цементационной и размеры дренажной галереи принимаем с учетом работающей техники 3 на 3,5 м, для обеспечения провоза оборудования при работах.

6.3.8 Дренаж в теле плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен).

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа:

$$a_{дренажа} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} \geq \frac{26 \cdot 1,2}{25} \geq 1,25 \text{ м} \quad (6.70)$$

где $J_{кр}$ - критический средний градиент напора для бетона плотины 25;
 γ_n - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

H_d - напор над расчетным сечением на отметке $H_d = 350 - 324 = 26$ м;
Принимаем $a_{\text{дренажа}} = 2,7$ м. Диаметр дренажа принимаем $d = 0,2$ м.

6.4 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

6.4.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при $Q_{\text{ВХК}}$)

6.4.2 Вес сооружения

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

$$S_{\text{пл}} = 263,88 \text{ м}^2.$$

Вес 1п.м. водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{263,88 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 3} = 4659,59 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

где $S_{\text{пл}}$ - площадь поперечного сечения плотины;

b - ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$ - толщина быка;

$\rho_{\text{б}}$ - плотность бетона.

Вес быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{433,25 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{9 + 3} = 2550,11 \text{ кН/м} \quad (6.72)$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.73)$$

где f - площадь затвора:

$$f = (\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}} + 0,5) \cdot b = (351 - 344 + 0,5) \cdot 9 = 67,5 \text{ м}^2 \quad (6.74)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 67,5 \cdot \sqrt{67,5} \cdot 9,81 = 299,22 \text{ кН}$$

Величина силы давления воды на затвор:

$$P_3 = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ГВ}})^2 \cdot 0,5 \cdot b \quad (6.75)$$

$$P_3 = 1000 \cdot 9,81 \cdot (350 - 344)^2 \cdot 0,5 \cdot 9 = 1589,22 \text{ кН}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{299,22}{9+3} = 24,94 \text{ кН/м} \quad (6.76)$$

6.4.3 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$W_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 28^2}{2} = 3845,52 \text{ кН/м} \quad (6.77)$$

$$h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 350 - 322 = 28 \text{ м} \quad (6.78)$$

- с нижнего бьефа:

$$W_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 6,59^2}{2} = 213,01 \text{ кН/м} \quad (6.79)$$

$$h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 328,59 - 322 = 6,59 \text{ м} \quad (6.80)$$

6.4.4 Пригруз воды с нижнего бьефа

$$W_{\text{пр}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{пр}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 13,41 = 131,55 \text{ кН/м} \quad (6.81)$$

где $S_{\text{пр}}$ – площадь эпюры пригруза с нижнего бьефа.

6.4.5 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления для основного случая:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot B_{\text{п}} \cdot (\nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{подошвы}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 19,6 \cdot (328,59 - 322) = 1267,1 \text{ кН/м} \quad (6.82)$$

6.4.6 Сила фильтрационного давления

Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины представлена на рисунке 6.4.

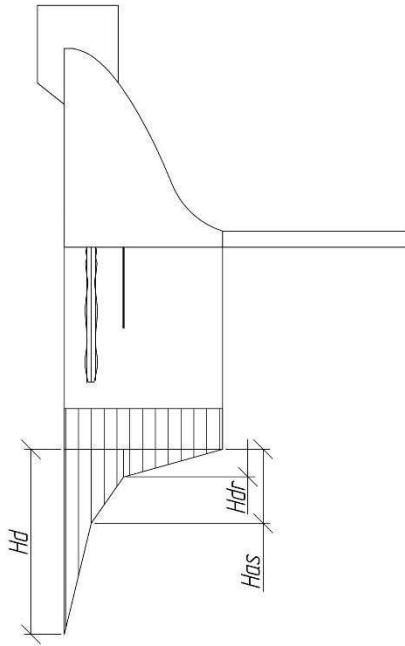


Рисунок 6.4 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для основного случая:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{\min}} \quad (6.83)$$

$$H_d = 350 - 328,59 = 21,41 \text{ м}$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 21,41 = 8,56 \text{ м} \quad (6.84)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 21,41 = 4,28 \text{ м} \quad (6.85)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения для основного случая:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 114,72 = 1125,40 \text{ кН/м} \quad (6.86)$$

6.4.7 Давление наносов

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_1 = \gamma_n \cdot h_n \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,81 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.87)$$

где γ_H - удельный вес наносов во взвешенном состоянии ($9 \div 13$ кН/м³),
 $\gamma_H = 10$ кН/м³;
 h_H - толщина слоя наносов;
 $\varphi_H = 20^\circ$ - угол внутреннего трения наносов.
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,81 \cdot 2}{2} = 9,81 \text{ кН/м}^2 \quad (6.88)$$

Далее необходимо определить активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа. В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта, боковое давление грунта определяют дважды: считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, пригруженному весом наносов:

$$p_2 = \gamma_H \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c_{гр} \cdot \text{tg} \cdot \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \cdot \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 90 \cdot \text{tg} \cdot \left(45 - \frac{35}{2} \right) = -88,28 \text{ кН/м}^2 \text{ б} \quad (6.89)$$

где $\varphi_{гр}$ - угол внутреннего трения грунта, 35° ;
 Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_B \text{ б} \quad (6.90)$$

где $\gamma_{гр}$ - удельный вес сухого грунта равный 25 кН;
 n_0 - пористость сухого грунта, 0,05;
 γ_B - удельный вес воды, 9,81 кН.

$$\gamma_{гр}^{взв} = 25 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 17,64 \text{ кН/м}^2$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$\begin{aligned} p_3 &= (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{гр}^{взв} \cdot h_{гр}) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c_{гр} \cdot \text{tg} \cdot \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 2 + 17,64 \cdot 6) \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 90 \cdot \text{tg} \cdot \left(45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -59,60 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.91)$$

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п.м.:

$$E_a = \frac{(p_2 + p_3) \cdot h_{гр}}{2} = \frac{(-88,28 - 59,60) \cdot 6}{2} = -443,64 \text{ кН/м}^2 \quad (6.92)$$

т.к у нас давление грунта отсутствует.

6.4.8 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определена упрощенно по формуле А.И. Можевитинова:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,78 \cdot \left(\frac{6,37}{3,14} + \frac{0,3}{2} \right) 8,34 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.93)$$

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

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,78^2}{6,37} = 0,3 \text{ м} \quad (6.94)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,37}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,78 = 0,72 \text{ м} \quad (6.95)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $(1,05 \div 1,1) \cdot h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $(5 \div 8) \cdot h_{1\%}$ УВБ.

6.5 Оценка прочности плотины

6.5.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины проводится без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаются сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надёжности по нагрузке. Точки

приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad. Основные нагрузки на плотину сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3- Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
W_B	1,0	→	3845,52	9,33	35891,52
W_H	1,0	←	213,01	2,2	-467,92
$W_{пр}$	1,0	↓	131,55	12,29	-1616,78
$G_б$	0,95	↓	2422,60	5,98	-14487,17
$G_{пл}$	0,95	↓	4426,61	3,2	-14165,16
$W_{взв}$	1,0	↑	1267,10	0	0
W_ϕ	1,0	↑	1125,40	4,69	5278,14
$W_{волн}$	1,0	→	8,34	27,28	227,38
E_H	1,2	→	11,77	6,67	78,45
$q_з$	0,9	↓	22,44	7,55	-169,43
ΣN 4610,71			ΣM 10569,03		

Расчёт краевых напряжений в сечении плотины на отметке 322,0 м (при расчете на 1 погонный метр длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2}, \quad (6.96)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B – ширина подошвы плотины.

$$\begin{aligned} N &= (G_{пл} + G_б - W_{взв} - W_\phi + q_з + W_{пр}) = \\ &= (4426,61 + 2422,60 - 1267,10 - 1125,40 + 22,44 + 131,55) = \\ &= 4610,71 \text{ кН} \end{aligned} \quad (6.97)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{4610,71}{19,6} + \frac{6 \cdot 10569,03}{19,6^2} = -70,2 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.98)$$

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ПОД} = 350 - 322 = 22 \text{ м}, \quad (6.99)$$

где H_d^u - напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \operatorname{tg} \alpha_1, \quad (6.100)$$

где α_1 - угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\operatorname{tg} \alpha_1 = 0$.

$$\sigma_x^u = -70,2 \cdot 0 - 9,81 \cdot 28 \cdot (1 - 0) = -274,68 \text{ кН/м}^2 \quad (6.101)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.102)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -70,2 \cdot (1 + 0) + 9,81 \cdot 28 \cdot 0 = -70,2 \text{ кН/м}^2 \quad (6.103)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 28 = -274,68 \text{ кН/м}^2 \quad (6.104)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_n^2} = -\frac{4610,71}{19,6} - \frac{6 \cdot 10569,03}{19,6^2} = -400,31 \text{ кН/м}^2 \quad (6.105)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -400,31 \cdot 0,7^2 - 9,81 \cdot 6,59 \cdot (1 - 0,7^2) = -229,12 \text{ кН/м}^2, \quad (6.106)$$

где $m_t = \operatorname{tg} \beta$;
 β - угол между низовой гранью и вертикалью;
 $\operatorname{tg} 32 = 0,7$.

$$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{ВХК}}) - \nabla \text{ПОД} = 328,59 - 322 = 6,59 \text{ м}, \quad (6.107)$$

где H_d^t - напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.108)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 6,59 - 400,31) \cdot 0,7 = 325,47 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot 6,59 = -9,81 \cdot 6,59 = -64,65 \text{ кН/м}^2 \quad (6.109)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.110)$$

$$\sigma_3^t = -400,31 \cdot (1 + 0,7^2) + 9,81 \cdot 6,59 \cdot 0,7^2 = -564,79 \text{ кН/м}^2$$

Расчёт краевых напряжений сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4- Краевые напряжения действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань, кН/м ²	Низовая грань, кН/м ²
σ_y	-70,20	-400,31
σ_x	-274,68	-299,12
τ_{xy}	0	325,47
σ_1	-70,20	-64,65
σ_3	-274,68	-564,79

6.5.2 Критерии прочности плотины

После вычисления напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.111)$$

где R_b - расчетное сопротивление бетона сжатию;

$\gamma_n = 1,2$ - коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} - коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$;

γ_c - коэффициент условий работы $\gamma_c = 0,95$;

Предварительно принимается бетон класса В3,5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2100$ кН/м²,

Рассчитываем выражение, для основного случая:

$$1,2 \cdot 1 \cdot 564,79 \leq 0,95 \cdot 2100 \text{ (кПа)}$$

$$677,75 \text{ кН/м}^2 \leq 1995 \text{ кН/м}^2$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0 \quad (6.112)$$

$$-70,20 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_v \cdot H_d^u \quad (6.113)$$

$$70,20 \text{ кН/м}^2 \geq 68,67 \text{ кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.5.3 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n \quad (6.114)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{ф} + q_3 + W_{пр}) \cdot \text{tg} \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (2422,60 + 4426,61 - 1267,1 - 1125,40 + 22,44 + 131,55) \cdot 0,7 + 90 \cdot \\ &\cdot 19,6 = 4991,50 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.115)$$

где $\text{tg} \varphi = 0,7$ – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания (скальные);

$c = 90 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega = B_{пл} \cdot 1 = 19,6 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= W_B - W_H + W_{волн} + E_H = 3845,52 - 213,01 + 11,77 = \\ &= 3652,61 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.116)$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{4991,50 \cdot 0,95}{3652,61 \cdot 1} \geq 1,2$$

$$1,29 \geq 1,2$$

Полученные значения должны быть больше либо равными коэффициенту надёжности по назначению сооружению и не должен превышать 10%. Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	37	37	37	37	37
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	147840	147840	147840	147840	147840
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	1478,4	1478,4	1478,4	1478,4	1478,4
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	146361	146361	146361	146361	146361
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	325394	331 863	338658	345268	371336
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	47625	48572	49567	50534	54349
НДС к выручке	млн.руб	7938	8095	8261	8422	9058

В данном проекте ГЭС имеет годовое регулирование, следовательно, большое число часов использования уставленной мощности, по сравнению с суточным регулированием. Произошел рост выручки за исследуемый период времени.

7.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

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

дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

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

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами. Это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса, 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 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 42.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	9,43
Прочие	274,0	10,13
Итого по ГЭС		19,56

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 7.3.

Таблице 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 25 МВт до 99 МВт	0,120%	0,170%	0,300%	0,400%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро. Результат представлен в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	5,004
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	0,351
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,102
Итого		5,456

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

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Амортизационные отчисления, млн.руб.	35,4	35,4	35,4	35,5	35,5
Расходы на страхование, млн.руб.	21,9	21,6	21,2	20,96	20,6
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	27,4	26,9	26,5	26,2	25,77
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Налог на воду, млн.руб.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Итого, млн.руб.	111,2	110,5	109,7	109,2	108,4

Из таблицы 7.5 видим, что затраты на расходы регулирующих компаний, налоги на воду и эксплуатационные затраты не изменяются. А расходы на страхование и расходы на ремонт производственных фондов уменьшаются с увеличением времени реализации проекта.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 7.1).



Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Текущие затраты показывают производство электроэнергии в первые годы эксплуатации ГЭС. Наибольшие расходы приходятся на расходы на амортизационные отчисления и ремонт производственных фондов. Наименьшие затраты приходятся на налог на воду.

7.3 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 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Налог на прибыль, млн.руб.	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138	0,0138

Окончание таблицы 7.6

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
НДС, млн.руб.	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Налог на имущество, млн.руб.	50,4	49,6	48,8	48,2	47,4
Итого, млн.руб.	50,7	49,9	49,1	48,5	53,1

Предполагаемые налоговые расходы в период эксплуатации показывают, что в структуре налогов наибольшая доля приходится на налог на имущество, наименьшая доля - взносы в социальные фонды. Налог на НДС в первые годы реализации проекта отсутствует.

7.4 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 7.7.

Таблица 7.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	314,5	323,2	331,7	339,6	347,6
Текущие расходы, млн.руб.	111,2	110,5	109,7	109,2	108,4
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	312,7	321,4	329,867	337,8	345,8
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	217,8	227,3	236,6	245	253,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	0,307	0,307	0,307	0,307	0,307
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	217,8	227,3	236,6	245	253,8
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

В первые годы эксплуатации наблюдается рост годовой прибыли, обусловленной увеличением выручки от продаж электроэнергии, текущие расходы уменьшаются, ставка налога на прибыль остается неизменной.

Анализ денежных потоков оценивается графиком Кэш-Фло. Изобразим на графике укрупненные этапы проекта, график Кэш-Фло представлен на рисунке 7.2.

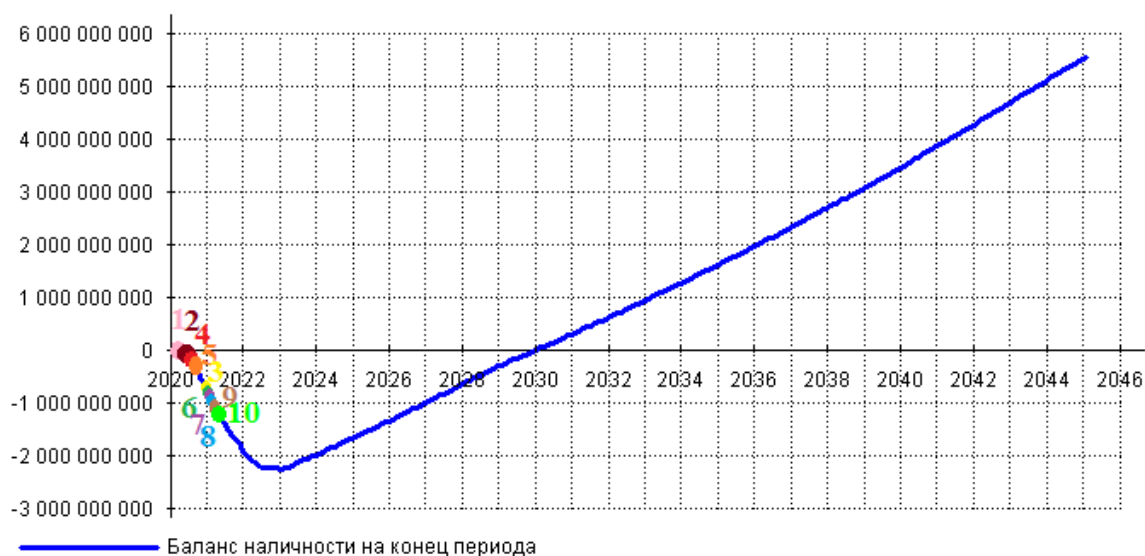


Рисунок 7.2 – График Кэш-Фло

На рисунке 7.2 обозначено:

1. начало земляных работ 2020 год;
2. начало бетонных работ 2020 год;
3. начало строительных работ 2021 год;
4. установка первой турбины 2020 год;
5. пуск первого генератора 2020год;
6. начало работы первого трансформатора 2021 год;
7. установка второй турбины 2021 год;
8. пуск второго генератора 2021 год;
9. начало работы второго трансформатора 2021 год;
10. этап выдачи мощности 2021 год.

7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

7.5.1 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 Киришлекской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

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

7.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Киришлекской ГЭС на реке Кондома»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	194
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	17,9
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,01
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	11,71
Себестоимость эл.энергии, руб/кВт·ч	0,03
Удельные капиталовложения, руб/кВт	108900

7.5.3 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 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2024	2025	2026	2027	2028
В федеральный бюджет, млн.Рублей	4,2	4,2	4,2	4,2	9,56
В региональный бюджет, млн.Рублей	50,4	49,6	48,8	48,2	47,4
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	54,6	53,8	53	52,4	57

Вывод: Количество налоговых поступлений в федеральный бюджет увеличивается. Это связано с тем, что вводятся новые генерирующие мощности, следовательно, продажи электроэнергии и мощности становятся больше. Увеличиваются поступления от налога на прибыль и от налога на воду.

7.6 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) Ставки налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Ставка дисконтирования;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

На рисунке 7.3 представлены изменения PI в зависимости от изменения ставки налогов.

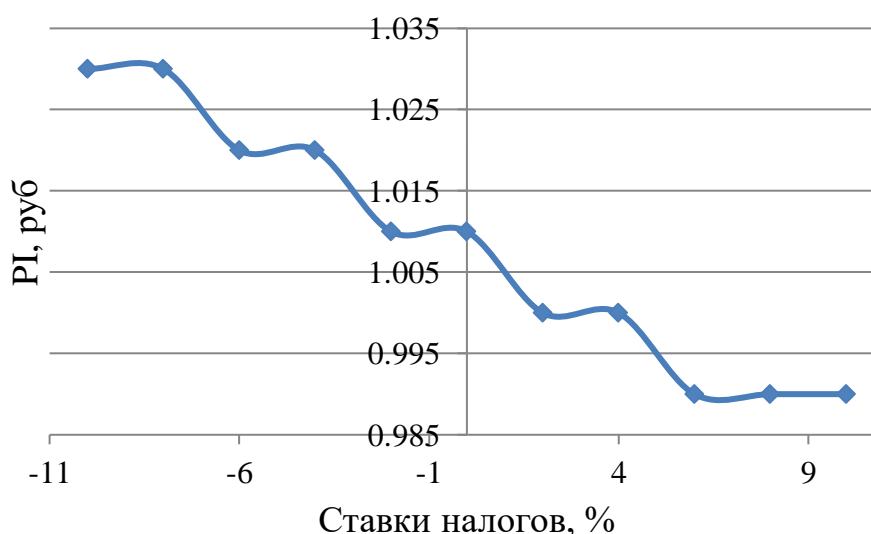


Рисунок 7.3–Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: При увеличении ставки налогов, происходит уменьшение PI.

Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта представлена на рисунке 7.4.

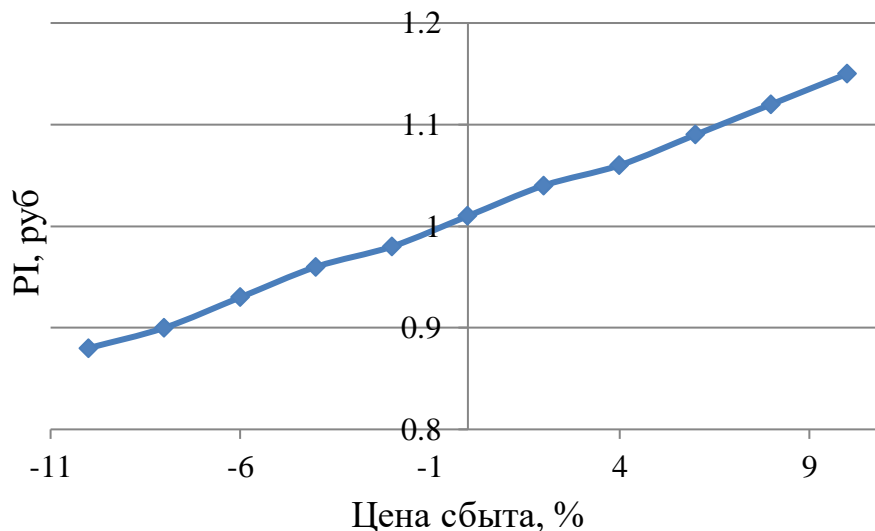


Рисунок 7.4–Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта - увеличение величины PI.

На рисунке 7.5 показана сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

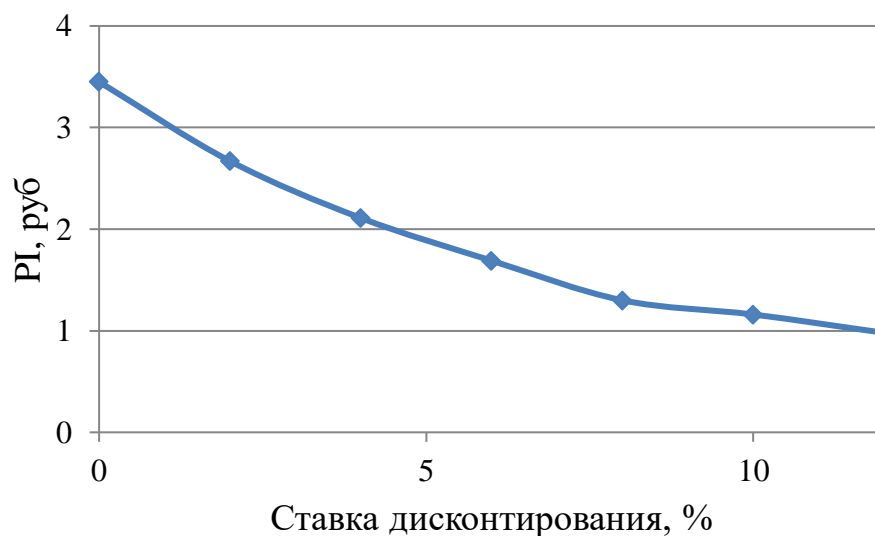


Рисунок 7.5–Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования –уменьшение величины PI.

8 Мероприятия по охране труда окружающей среды в зоне влияния Киришлекского гидроузла. Охрана труда и противопожарная безопасность

8.1 Общие сведения о районе строительства

Киришлекский гидроузел, расположен в Кемеровской области, на реке Кондома.

Исток р.Кондома, берёт начало на хребте Бийская Грива и впадает в Томь в Кузнецкой котловине. Площадь бассейна реки составляет 8270 км².

В питание реки участвуют дождевые осадки, подземные и талые воды.

Основными фазами режима реки являются весенне-летнее половодье и зимняя межень. В осенние месяцы часто наблюдаются дождевые паводки.

Рассматриваемая территория относится к континентальному климатическому району с холодной и продолжительной зимой и жарким, коротким летом. Средние температуры января -17...-20, с июля +17...+ 18. Среднегодовое количество осадков колеблется от 300 мм до 1000.

В верхнем бьефе водохранилища отсутствуют населённые пункты и производственные предприятия.

Растительность территории в районе строительства Киришлекской ГЭС многообразна. Начиная от растений тундры и заканчивая лесостепью.

В районе площадки строительства Киришлекской ГУ обитают различные виды животных. Основными видами являются:

- копытные - лось, северный олень, марал, косуля сибирская;
- пушные –заяц-беляк;
- хищники – бурый медведь, рысь, росомаха;

Водные биологические ресурсы реки Кондома на участке строительства ГЭС представлены следующими видами: хариус, щука и т.д

Воздействие Киришлекской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Киришлекского ГУ выполняются следующие виды работ:

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

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- 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 в нижнем бьефе Киришлекского 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 от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

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

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

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие 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.

8.3 Мероприятия по подготовки ложа водохранилища

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

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

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

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

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 двурети 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-технические2.1 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

8.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (71389 м³)
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$)
 ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2$ т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{71389 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2 = 2570 \text{ т}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho,$$

где N - количество арматуры, т (1428 т)
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 1,6$ т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1428 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 1,6 = 22,84 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 2570 тонн лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 22,84 тонн отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.5 Мероприятия по охране окружающей среды в период эксплуатации

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

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

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

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

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

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

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

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

В связи с тем, что рядом с ГЭС находится населенный пункт – п.Кондома, 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 Кондома от сбросов Киришлекской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения посёлка Кондома и других низ лежащих по течению населённых пунктов, в пределах промплощадок объектов Киришлекской 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;

8.6 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей, а также экономическими критериями эффективности этих систем для материальных ценностей, с учетом всех стадий (научная разработка, проектирование, строительство, эксплуатация) жизненного цикла объектов и выполнять одну из следующих задач:

- исключать возникновение пожара;
- обеспечивать пожарную безопасность людей;
- обеспечивать пожарную безопасность материальных ценностей;
- обеспечивать пожарную безопасность людей и материальных ценностей одновременно.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- токсичные продукты горения и термического разложения;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

К вторичным проявлениям опасных факторов пожара, воздействующим на людей и материальные ценности, относятся:

- осколки, части разрушившихся аппаратов, агрегатов, установок, конструкций;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы, вышедшие из разрушенных аппаратов и установок;
- электрический ток, возникший в результате выноса высокого напряжения на токопроводящие части конструкций, аппаратов, агрегатов;
- опасные факторы взрыва по ГОСТ 12.1.010, происшедшего вследствие пожара;
- огнетушащие вещества.

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

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

Руководители структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

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

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

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях.

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически:

- действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора размещают дренажные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренажерами – ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется высокая надёжность работы данных устройств.

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

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка, информирование персонала и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защиты;

- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и других устройств автоматики;

- выдача команд и сигналов в систему оповещения (световой и звуковой), также в контроллеры локального уровня;

- передача данных оператору, на сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;

- контроль за работоспособностью системы.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов для подачи воды к месту возгорания, включая запорно-пусковые устройства. Каждый объект оснащается системой автоматического пожарного обнаружения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском тушения очага пожара и системой оповещения персонала о пожаре.

Специальные места для курения располагаются в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях размещены различные пожарные датчики, системы автоматического

пожаротушения или пожарной сигнализации. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

8.7 Охрана труда Киришлекской ГЭС

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

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

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

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- Создание службы охраны труда;
- Проведение аттестации рабочих мест;
- Проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- Разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, осуществляющие оперативные переключения, организацию и выполнение строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытания и измерения, обязаны

выполнять требования норм законодательства, утвержденных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) предприятия.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

9 Снижение влияния вибрации на человека при работе на объектах гидроэнергетики

9.1 Вибрация и ее виды

Вибрация - это движение механической системы (точки механической системы), при котором, происходят периодические или случайные колебания характеризующей его величины относительно положения равновесия.

Существуют следующие виды вибрации: локальная и общая.

Локальная вибрация - это вибрация, передающаяся через какую-либо одну конечность человека с рабочего места.

Общая вибрация - это вибрация, передающаяся через все тело человека с рабочего места.

Физические характеристики вибрации:

- Амплитудное значение смещения X_m ;
- Амплитудное значение виброскорости V_m ;
- Амплитудное значение виброускорения a_m ;
- Период колебаний T ;
- Частота f

Вибрация нормируется для направлений осей базицентрической системы координат. Направление осей базицентрической системы координат представлены на рисунках 9.1 и 9.2.

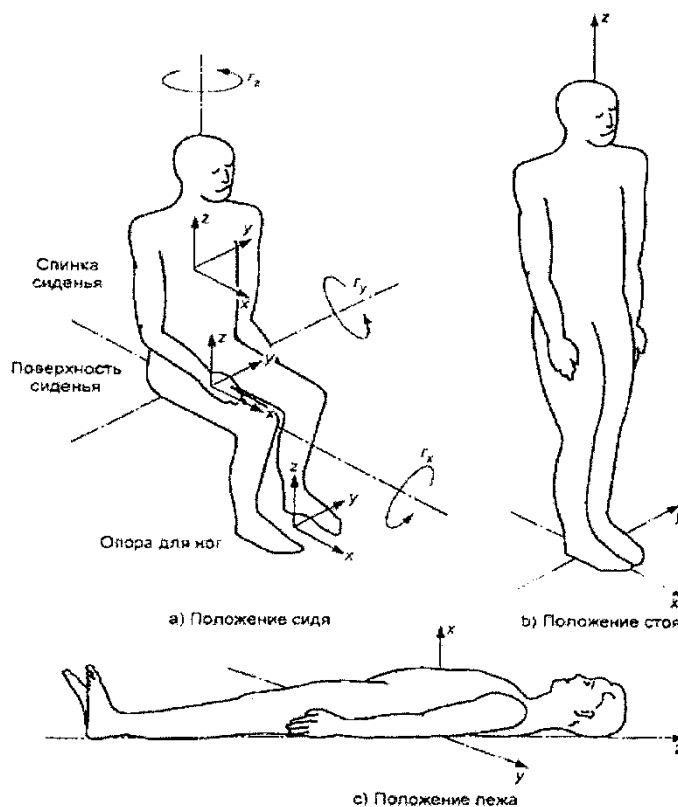


Рисунок 9.1 - Направление осей при измерениях общей вибрации

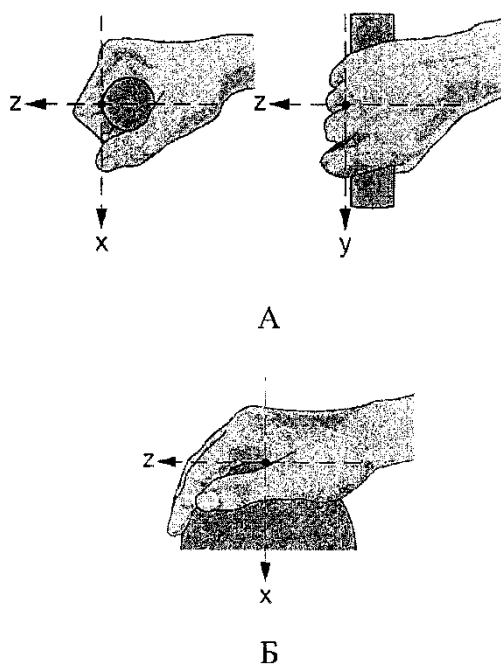


Рисунок 9.2 – Направление осей при измерения локальной вибрации

9.2 Специальная оценка условий труда

Для защиты персонала от влияния вибрации проводится специальная оценка условий труда и производственный контроль.

Специальная оценка условий труда является единым комплексом последовательно осуществляемых мероприятий по идентификации вредных и опасных факторов производственной среды и трудового процесса (далее также - вредные и (или) опасные производственные факторы) и оценке уровня их воздействия на работника с учетом отклонения их фактических значений от установленных уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти нормативов (гигиенических нормативов) условий труда и применения средств индивидуальной и коллективной защиты работников.

По результатам проведения специальной оценки условий труда устанавливаются классы (подклассы) условий труда на рабочих местах.

Порядок проведения специальной оценки условий:

1. Обязанности по организации и финансированию проведения специальной оценки условий труда возлагаются на работодателя.
2. Специальная оценка условий труда проводится совместно работодателем и организацией или организациями, соответствующими требованиям Федерального закона №426-ФЗ и привлекаемыми работодателем на основании гражданско-правового договора.
3. Специальная оценка условий труда проводится в соответствии с методикой ее проведения, утверждаемой федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере

труда, с учетом мнения Российской трехсторонней комиссии по регулированию социально-трудовых отношений.

4. Специальная оценка условий труда на рабочем месте проводится не реже чем один раз в пять лет, если иное не установлено Федеральным законом №426-ФЗ. Указанный срок исчисляется со дня утверждения отчета о проведении специальной оценки условий труда.

5. В случае проведения специальной оценки условий труда в отношении условий труда работников, допущенных к сведениям, отнесенным к государственной или иной охраняемой законом тайне, ее проведение осуществляется с учетом требований законодательства Российской Федерации о государственной и об иной охраняемой законом тайне.

9.3 Методы специальной оценки условий труда

Вибрация (общая и локальная) относится к виброакустическим факторам. Отнесение условий труда к классу (подклассу) условий труда при воздействии виброакустических факторов осуществляется в зависимости от превышения фактических уровней данных факторов их ПДУ, установленных нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда.

При воздействии на работника постоянной вибрации (общей и локальной) отнесение условий труда к классу (подклассу) условий труда при воздействии виброакустических факторов осуществляется методом интегральной оценки по частоте нормируемого параметра. При этом измеряется или рассчитывается эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, который сравнивается с соответствующим ПДУ.

При воздействии на работника непостоянной вибрации (общей и локальной) отнесение условий труда к классу (подклассу) условий труда при воздействии виброакустических факторов осуществляется методом интегральной оценки по эквивалентному (по энергии) уровню нормируемого параметра.

При воздействии на работника в течение рабочего дня (смены) как постоянной, так и непостоянной вибрации (общей и локальной) отнесение условий труда к классу (подклассу) условий труда при воздействии виброакустических факторов осуществляется путем измерения или расчета (с учетом продолжительности их (действия) эквивалентного скорректированного уровня виброускорения и его сравнения с соответствующим ПДУ.

При воздействии локальной вибрации в сочетании с местным охлаждением рук (работа в условиях охлаждающего микроклимата, отнесенного по степени вредности к подклассу 3.1 вредных условий труда и выше) класс (подкласс) условий труда по данному фактору повышается на одну степень.

В таблицу 9.1 отнесены условия труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии вибрации.

Таблица 9.1 – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии вибрации.

Наименование показателя, единица измерения	Класс (подкласс) условий труда					
	Доп.	Вредный				Опасный
	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4
Вибрация локальная, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ	≤ 126	> 126 – 129	> 129 – 132	> 132 – 135	> 135 – 138	> 138
Вибрация общая, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ, Z	≤ 115	> 115 – 121	> 121 – 127	> 127 – 133	> 133 – 139	> 139
Вибрация общая, эквивалентный скорректированный уровень виброускорения, дБ, X, Y	≤ 112	> 112 – 118	> 118 – 124	> 124 – 130	> 130 – 136	> 136

В таблице 9.2 приведены предельно допустимые уровни виброускорения локальной вибрации на рабочих местах.

Таблица 9.2–Предельно допустимые уровни виброускорения вибрации локальной на рабочих местах

Наименование показателя	Предельно допустимые уровни виброускорения, дБ, по осям Хл, Ул, Зл в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Корректированные и эквивалентные скорректированные значения и их уровни
	8	16	31,5	63	125	250	500	1000	
Вибрация локальная	123	123	129	135	141	147	153	159	126

Предельно допустимые уровни виброускорения вибрации общей на рабочих местах устанавливаются в соответствии с таблицей 9.3.

Таблица 9.3–Предельно допустимые уровни виброускорения вибрации локальной на рабочих местах

Среднегеометрические частоты, Гц	Предельно допустимые уровни виброускорения, дБ, по осям X_0 , Y_0 , Z_0 в октавных или 1/3 октавных полосах частот			
	В 1/3 октаве		В 1/1 октаве	
	Z_0	X_0, Y_0	Z_0	X_0, Y_0
0,8	117	107	-	-
1,0	116	107	121	112
1,25	115	107	-	-
1,6	114	107	-	-
2,0	113	107	118	113
2,5	112	109	-	-
3,15	111	111	-	-
4,0	110	113	115	118
5,0	110	115	-	-
6,3	110	117	-	-
8,0	110	119	116	124
10,0	112	121	-	-
12,5	114	123	-	-
16,0	116	125	121	130
20,0	118	127	-	-
25,0	120	129	-	-
31,5	122	131	127	136
40,0	124	133	-	-
50,0	126	135	-	-
63,0	128	137	133	142
80,0	130	139	-	-
Корректированные и эквивалентные корректированные уровни виброускорения			115	112

9.4 Приборы и методы контроля вибрации на объекте гидроэнергетики

Измерительная система включает в себя один или несколько акселерометров для снятия сигналов вибрации с вибрирующей поверхности.

Преобразование сигналов вибрации для получения результатов измерений может быть осуществлено с использованием одного прибора - виброметра, имеющего встроенные функции частотной коррекции и интегрирования. Такие приборы разрабатывают специально для измерения вибрации на рабочем месте, и обычно их функциональных возможностей достаточно для обеспечения целей настоящего стандарта.

Более сложные измерительные системы часто предусматривают выполнение частотного анализа сигнала вибрации в той или иной форме, а для хранения информации могут быть использованы цифровые или аналоговые устройства записи. Сбор и анализ данных в таких системах могут быть компьютеризованы. Стоимость таких систем выше, а работа с ними сложнее, чем с обычными виброметрами. Однако частотный анализ позволяет получить дополнительную информацию о доминирующих частотах и гармониках в спектре вибрации, что может быть полезным при определении мероприятий по снижению действующей вибрации. Измерительную систему калибруют и проверяют до и после выполнения измерений. В случае сомнений в правильности работы акселерометра рекомендуется провести анализ временной формы снимаемого сигнала.

9.4.1 Акселерометры

Выбор акселерометра определяется ожидаемым диапазоном амплитуд вибрации, диапазоном частот, физическими характеристиками поверхности, на которую он должен быть установлен, и условиями окружающей среды.

Выбранный акселерометр должен обеспечивать одновременно измерение как пиковых виброускорений, так и вибрации гораздо меньшего уровня на низких частотах.

Если частотная характеристика акселерометра начинается с 0 Гц, его динамический диапазон должен быть достаточным, чтобы включать в себя как переменный сигнал виброускорения, так и постоянную гравитационную составляющую.

9.4.2 Контроль вибрации стационарными средствами измерения

Согласно требованиям СТО РусГидро 02.01.059-2011 контроль вибрации стационарными средствами измерения должен осуществляться на следующих элементах и узлах вертикального гидроагрегата (гидротурбина и гидрогенератор):

- крышка турбины (вертикальная вибрация);

- основание (корпус) опорного подшипника (подпятника) или грузонесущая крестовина (вертикальная вибрация);
- корпус направляющего подшипника гидрогенератора (верхней и нижней крестовин при размещении в них подшипников) (горизонтальная вибрация);
- корпус турбинного подшипника (горизонтальная вибрация);
- статор гидрогенератора (горизонтальная вибрация);
- турбинный и генераторный вал у корпусов направляющих подшипников (биение вала);
- диск подпятника на жесткой опоре (биение зеркальной поверхности диска подпятника);
- упругая камера подпятника на гидравлической опоре (просадка и вертикальные колебания упругой камеры (ее верхнего торца)).

9.5 Измерительные величины и критерии оценки вибрационного состояния

Оценку вибрационного состояния оборудования осуществляют на основе совместных измерений перемещения, скорости и ускорения на корпусах подшипников в радиальном направлении. Контролируемыми параметрами являются:

- среднеквадратичное значение ускорения $a_{r.m.s}$ м/с², в диапазоне частот от 2 до 3000 Гц;
- среднеквадратичное значение скорости $v_{r.m.s}$ мм/с, в диапазоне частот от 2 до 1000 Гц;
- среднеквадратичное значение перемещения $d_{r.m.s}$ мкм, в диапазоне частот от 2 до 200 Гц.

Измерения ускорения в диапазоне частот от 2 до 3000 Гц используют для оценки вибрационного состояния. В целях углубленного исследования для выявления причин неисправностей (диагностирования) рекомендуется проводить измерения ускорения в расширенном диапазоне частот до 10000 Гц и выше.

Если особенности конструкции оборудования таковы, что производимая им вибрация сосредоточена в более узком диапазоне частот, то допускается проводить измерения широкополосной вибрации в суженном диапазоне частот, например, для ускорения - от 10 до 3000 Гц, для скорости - от 10 до 1000 Гц, для перемещения - от 10 до 200 Гц. В этом случае обозначение измеряемой величины дополняют диапазоном частот измерений.

9.5.1 Общие положения

Установлены два критерия оценки вибрационного состояния: по абсолютным значениям $a_{r.m.s}$, $v_{r.m.s}$, $d_{r.m.s}$ и по скорости их изменения.

Общую оценку вибрационного состояния делают по критерию, в соответствии с которым вибрационное состояние оборудования является наиболее опасным.

9.5.2 Критерий 1. Абсолютные значения параметров вибрации

Определение зон вибрационного состояния (А, В, С и D) для абсолютных значений параметров вибрации.

Значения границ зон вибрационного состояния для оборудования разных видов указаны в таблицах 9.4 и 9.5.

9.5.3 Критерий 2. Скорость изменения параметров вибрации

В соответствии с данным критерием определяют изменения значений $a_{r.m.s}$, $v_{r.m.s}$, $d_{r.m.s}$ за один час. Значения границ зон вибрационного состояния для оборудования разных видов указаны в таблицах 9.4 и 9.5.

Таблица 9.4– Значение границ зон вибрационного состояния для насосов и электродвигателей

Параметры	Граница зон	Критерий 1						Критерий 2
		Насос			Электродвигатель			
		Мощность, кВт			Высота оси вала, мм			
		<50	<200	≥ 200	≤ 132	≤ 225	≤ 400	
$a_{r.m.s}$, м/с ²	A/B	6,5	9	13,5	6,5	9	13,5	-
	B/C	8	12	16	8	12	16	2,5 м/с ² /ч
	C/D	12	16	24	12	16	24	5 м/с ² /ч
$v_{r.m.s}$, м/с ²	A/B	2,8	4,1	5,4	2,8	4,5	7,1	-
	B/C	6,3	8,7	11,2	4,5	7,1	11,2	1,5 мм/с/ч
	C/D	8,7	11,2	14,1	7,1	11,2	18	3 мм/с/ч
$d_{r.m.s}$, м/с ²	A/B	9	14,1	18	9	18	28	-
	B/C	18	28	36	14,1	28	36	4 мкм/ч
	C/D	28	36	45	23	36	57	8 мкм/ч

Таблица 9.5– Значение границ зон вибрационного состояния для вентиляторов, компрессоров, редукторов, паропроводов.

Параметр	Границы зон	Критерий 1				Критерий 2
		Вентилятор	Компрессор	Мультипликатор (редуктор)	Паропровод	
$a_{r.m.s}$, м/с ²	A/B	4,5	12	12	7,1	-
	B/C	7,1	24	24	11,2	2,5 м/с ² /ч
	C/D	11,2	36	36	14,5	5 м/с ² /ч
$v_{r.m.s}$, м/с ²	A/B	2,8	4,5	4,5	2,8	-
	B/C	4,5	7,1	7,1	4,5	1,5 мм/с/ч
	C/D	6,3	11,2	11,2	7,1	3 мм/с/ч
$d_{r.m.s}$, м/с ²	A/B	4,5	12	12	7,1	-
	B/C	7,1	24	24	11,2	2,5 м/с ² /ч
	C/D	11,2	36	36	14,5	5 м/с ² /ч

9.6 Воздействие вибрации на организм человека

Воздействие общей вибрации на рабочем месте может негативно отразиться на здоровье и безопасности работника. При воздействии вибрации на организм человека важную роль играют анализаторы ЦНС – вестибулярный, кожный и др. Длительное воздействие вибрации ведет к развитию профессиональной вибрационной болезни (неврит) с потерей трудоспособности. Она возникает постепенно сопровождается головной болью раздражительностью плохим сном. Появляются боль и слабость в суставах судороги пальцев спазм сосудов и нарушение питания тканей. Вибрация, воздействуя на машинный компонент системы «человек – машина», снижает производительность технических установок и точность считываемых показаний приборов, вызывает разрушение конструкций и т.д. Рассматривая человека как сложную динамическую структуру с изменяющимися во времени параметрами, можно выделить частоты, вызывающие резкий рост амплитуды колебаний как всего тела в целом, так и отдельных его органов. При вибрации ниже 2 Гц, действующей на человека вдоль позвоночника, тело движется как единое целое. Резонансные частоты мало зависят от индивидуальных особенностей людей, так как основной подсистемой, реагирующей на колебания, являются органы брюшной полости, вибрирующие в одной фазе. Резонанс внутренних органов наступает при частоте 3 – 3,5 Гц, а при 4 – 9 Гц они смещаются (для тела человека 6 – 9 Гц, головы – 6 Гц, желудка 8 Гц).

Если вибрация действует в горизонтальной плоскости по оси, перпендикулярной позвоночнику, то резонансная частота тела (около 1,5 Гц) обусловлена сгибанием позвоночника и жесткостью тазобедренных суставов. Область резонанса для головы сидящего человека соответствует 20-30 Гц. В этом диапазоне амплитуда виброускорения головы может втрое превышать амплитуду колебаний плеч. Качество зрительного восприятия предметов значительно ухудшается при частоте вибрации 60-90 Гц, что соответствует резонансу глазных яблок.

Производственная вибрация, характеризующаяся значительной амплитудой и продолжительностью действия, вызывает у работающих раздражительность, бессонницу, головную боль, ноющие боли в руках людей, работающих с вибрирующим инструментом. При длительном воздействии вибрации перестраивается костная ткань: на рентгенограммах можно заметить полосы, похожие на следы перелома: участки наибольшего напряжения, где размягчается костная ткань. Возрастает проницаемость мелких кровеносных сосудов, нарушается нервная регуляция, изменяется чувствительность кожи. При работе с ручным механизированным инструментом может возникнуть акроасфиксия (симптом мертвых пальцев) – потеря чувствительности, побеление пальцев, кистей рук.

9.7 Гигиенические требования к параметрам вибрации

Ручные инструменты относятся к вибрирующим, если они генерируют вибрацию, уровни которой составляют не менее 25% от предельно допустимых уровней (далее - ПДУ).

Ручные инструменты относятся к виброопасным, если они генерируют вибрацию, уровни которой превышают ПДУ при оценке по скорректированному уровню или абсолютному значению.

Нормируемыми параметрами вибрации ручных инструментов являются абсолютные значения виброскорости (в м/с) или виброускорения (в м/с²), а также их логарифмические уровни (в дБ). Вибрационными характеристиками инструмента являются скорректированные уровни вибрации и уровни нормируемых параметров в октавных полосах частот. Характеристикой вибрационного воздействия на оператора является эквивалентный скорректированный уровень вибрации.

Предельно допустимые значения вибрации ручных инструментов представлены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Предельно допустимые значения вибрации ручных инструментов

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Допустимые значения			
	в величинах виброускорения		в величинах виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с·10	дБ
8	1,4	73	2,8	115
16	1,4	73	1,4	109
31,5	2,7	79	1,4	109
63	5,4	85	1,4	109
125	10,7	91	1,4	109
250	21,3	97	1,4	109
500	42,5	103	1,4	109
1000	85,0	109	1,4	109
Корректированные и эквивалентные скорректированные значения и их уровни	2,0	76	2,0	112

Запрещается применение ручных инструментов, генерирующих уровни вибрации более чем в 4 раза (или на 12 дБ) превышающие ПДУ.

Оценка вибрационных параметров ручных инструментов проводится по максимальному значению, установленному при измерениях уровней вибрации в трех ортогональных осях. Данные показатели вносятся в техническую документацию на ручные инструменты.

При работах с ручными инструментами, сопровождающихся одновременным воздействием вибрации рабочих мест (относящихся к категории транспортных, транспортно-технологических или

технологических), предельно допустимые уровни вибрации на рабочих местах следует принимать в соответствии с действующими санитарными нормами.

Лица, работающие с ручными инструментами, генерирующими локальную вибрацию, должны проходить предварительный и периодические медицинские осмотры в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации в порядке, установленном Государственным комитетом санитарно-эпидемиологического надзора Российской Федерации и Министерством здравоохранения и медицинской промышленности Российской Федерации.

Допустимое суммарное время работы в контакте с локальной вибрацией за каждый одночасовой вибрационный цикл при регулярно прерываемом вибрационном воздействии представлен в таблице 9.7.

Таблица 9.7 - Допустимое суммарное время работы в контакте с локальной вибрацией за каждый одночасовой вибрационный цикл при регулярно прерываемом вибрационном воздействии

Превышение допустимых уровней вибрации		Допустимое суммарное время работы в контакте с вибрацией (мин) при регулярно прерываемом вибрационном воздействии за каждый одночасовой вибрационный цикл для различного числа таких циклов за смену							
дБ	во сколько раз	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1,1	50	50	50	50	50	50	50	50
2	1,25	50	50	50	50	50	50	49	45
3	1,4	50	50	50	50	50	46	42	40
4	1,6	50	50	50	50	44	40	37	34
5	1,8	50	50	50	43	38	34	31	30
6	2,0	50	50	45	37	33	30	27	26
7	2,25	50	30	38	32	25	25	24	22
8	2,5	50	42	32	27	24	22	20	19
9	2,8	50	36	27	23	20	19	18	17
10	3,2	50	30	23	20	18	16	15	14
11	3,6	43	25	20	17	15	14	13	12
12	4,0	36	21	17	14	13	12	11	10

В заголовке колонок таблицы 9.7 числа от 1 до 8 указывают количество часов в смену, в которые работающий контактирует с вибрацией. Числа в колонках таблицы от 50 до 10 указывают допустимое суммарное время контакта в каждом одночасовом вибрационном цикле в зависимости от их числа.

Средние значения времени наступления значительного утомления мышц кисти руки при различной высоте поднятой выше уровня локтя руки, в условиях воздействия локальной вибрации, представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 - Средние значения времени наступления значительного утомления мышц кисти руки при различной высоте поднятой выше уровня локтя руки, в условиях воздействия локальной вибрации

Усилие подачи (Н)	Время наступления утомления (мин) при приложении усилия поднятой вверх рукой (см)		
	5	30	50
0	21	11	6
10	17	9	5
20	14,5	7,5	4
30	12	6	2,5
40	10	5	2
50	8	4	1,5
60	7	3	1,5
70	6	2,5	1
0	5	30	50
10	21	11	6
20	17	9	5

9.8 Методы снижения вибрации на объекте гидроэнергетики

Существует несколько методов снижения вибрации:

- снижение виброактивности
- вибродемпфирование
- виброизоляция
- повышение жесткости системы
- активные системы виброизоляции

Вибродемпфирование. На прибор наносят материал, который обладает большими потерями на трение. Силы трения противодействуют колебаниям. В резине, войлоке, пробке, асбесте внутреннее трение очень велико. Приводя материалы с большим внутренним трением в плотное соприкосновение с вибрирующими предметами, ослабляют вибрации, а вместе с ними шум. Демпфирующий материал следует размещать в местах наибольшей вибрацией. Воздуховоды и трубопроводы присоединяют к вентиляторам и насосам при помощи гибкой вставки (например, из прорезиненной ткани). Патрубки на выхлопе и всасе вентиляторов, мощных двигателей внутреннего сгорания оборудуют специальными глушителями шума. Рекомендуется соударяющиеся детали смазывать вязкими жидкостями, вибрирующие детали погружать в масляные ванны. Зазоры в сочленениях деталей должны быть минимальными для того чтобы уменьшить энергию их соударения и амплитуду вибрации.

Виброгашение используется в тяжелых конструкциях, а для виброизоляции устанавливают пружины и резиновые виброизоляторы.

Виброизоляция. Этот способ защиты от вибрации заключается в снижении передачи колебаний от источника возбуждения защищаемому объекту при помощи устройств, помещаемых между ними. Виброизоляция осуществляется введением в колебательную систему упругой связи, препятствующей передаче вибрации от машины к основанию и смежным конструкциям. На рисунке 9.3 показано взаимодействие источника возбуждения вибрации, виброизолирующего устройства и объекта защиты.

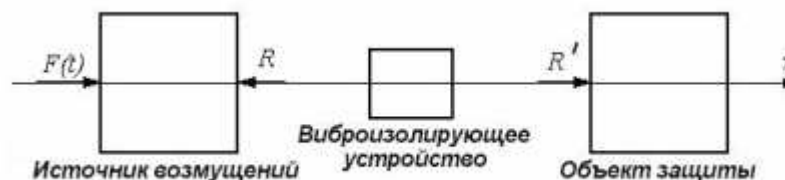


Рисунок 9.3 – Взаимодействие источника возбуждения и объекта

Источник и объект – твердые тела и движутся вдоль оси x ; к системе приложены внешние и внутренние силы реакции R и R' виброизолирующего устройства. На рисунке 9.3 виброизолирующее устройство безинерционное. Для него $R = R'$ – одноосный виброизолятор.

Для виброизоляции источников возбуждения колебаний применяют пружинные и резинометаллические виброизоляторы, упругие резиновые прокладки, комбинированные виброизоляторы.

На рисунке 9.4 представлены резинометаллические и пружинно-резиновые виброизоляторы.

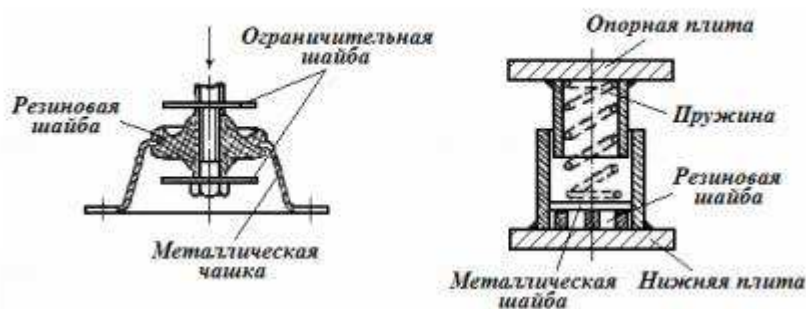


Рисунок 9.4 – Резинометаллические и пружинно-резиновые виброизоляторы

Для повышения жесткости системы устанавливают ребра жесткости, этот метод используется при низких и средних частотах.

На гидроэлектростанциях для устранения корпусного звука агрегаты устанавливают на самостоятельные фундаменты, виброизолированные от пола и конструкций здания, либо на специальные амортизаторы в виде стальных пружин или упругих прокладок из резины, пробки, битумизированного войлока, асбеста. Упругие прокладки и пружины вследствие своей гибкости ослабляют передачу вибрации. Между стенами, несущими балками и каркасом

здания также устанавливают прокладки для того, чтобы вибрации не передавались по зданию.

Чтобы вибрации не передавались через грунт, между фундаментом здания и грунтом выполняется акустический разрыв, то есть воздушный промежуток шириной не менее 70 мм, заполненный поглощающим звук материалом (войлоком, сухими опилками).

Вибрации в оборудовании устраняются путем статической и динамической балансировки вращающихся деталей, замены деталей из металла деталями из материалов с большим внутренним трением (капронатками). На рисунке 9.5 представлен динамический виброгаситель.

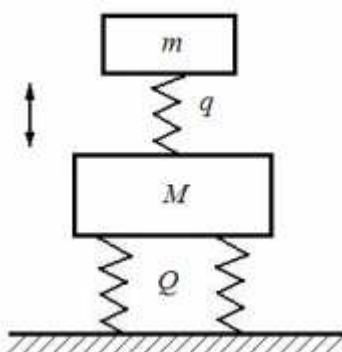


Рисунок 9.5 – Динамический виброгаситель

Для того чтобы снизить уровень шума устанавливают звукоизолирующие кабины, которые в свою очередь необходимо устанавливать на резиновых виброизоляторах.

Активная система виброизоляции. Вибрационная защита с помощью массивных элементов оказывается малоэффективной для низких частот. В таких случаях применяют активные (управляющие) системы виброизоляции. В них внешние силы, вызывающие вибрацию защищаемого объекта компенсируются дополнительным источником энергии. Активные системы виброизоляции используются для защиты прецизионных станков, стартовых платформ, пилотов от перегрузок и повышения комфортности транспортных средств. Активная система содержит чувствительные элементы (датчики), устройства для создания управляющего воздействия. В зависимости от предъявляемых требований усилительные и исполнительные устройства могут быть гидравлические, пневматические, электромеханические, электромагнитные. На рисунке 9.6 приведена схема активной виброзащиты.

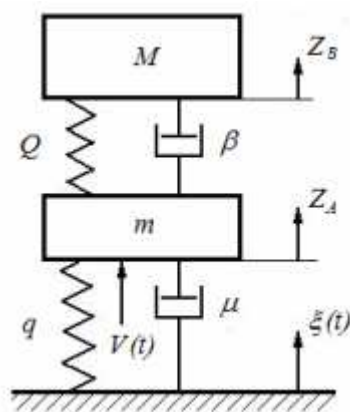


Рисунок 9.6 – Схема активной виброзащиты

Цель виброзащиты – уменьшение колебаний объекта с массой M при кинематическом возмущении $\xi(t)$. Управляющее воздействие $V(t)$ приложено к промежуточной массе m .

Основной целью данных методов является установка допустимого уровня вибрации, не оказывающего негативного влияния на организм человека и не провоцирующего болезни

9.9 Средства индивидуальной защиты

Вибрация воздействует на организм человека при контакте с телом. Средства индивидуальной защиты от вибрации дают возможность обезопасить жизнедеятельность человека от ее негативного влияния.

В качестве индивидуальных средств защиты от вибрации для рук и ног используются защитные рукавицы, перчатки, прокладки, вкладыши, специальная обувь и стельки.

Виброизоляционные элементы одежды состоят из упругодемпфирующих элементов, которые изготавливают из поролона, пенопласта и губчатой резины.

Рукавицы содержат эластично-трубчатые элементы. Трубчатые элементы крепятся накладками перпендикулярно оси рукавицы или вставляются в накладной карман.

Виброзащитная обувь содержит подошву или вкладыш из упругодемпфирующего вещества.

Применение этих средств индивидуальной защиты от вибрации снижает ее деструктивное воздействие на организм человека.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной бакалаврской работе был спроектирован гидроузел Киришлекский на реке Кондома, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе в ходе водно-энергетических расчётов на основе исходных данных гидрологии была выбрана установленная мощность Киришлекской ГЭС, а также определен суточный график нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность станции составила 37 МВт. Произведена оценка среднегодовой выработки электроэнергии, которая составила 224 млн кВт·ч.

На втором этапе было определено количество и тип гидрогенераторов электростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой были определены следующие напоры:

- максимальный - 21,5 м;
- расчетный – 19 м;
- минимальный – 16,5 м.

По результатам выполненных расчетов был определен оптимальный вариант с 2 гидрогенераторами, с диаметром рабочих колес 4 м (ПЛЗ0б-В-400).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 150 об/мин был выбран серийный гидрогенератор ВГС 700/80-40.

Следующим шагом была выбрана структурная схема ГЭС с единичным блоком и принята схема распределительного устройства ОРУ-110 кВ – «четырёхугольник». По справочным данным и каталогам были выбраны два трансформатора ТДН 25000/110.

После выбора основного и вспомогательного оборудования рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла выбрана русловая. Водосливная плотина принята бетонной. Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную часть, применяется водобойный колодец комбинированного типа.

В состав сооружения входят:

- правобережная глухая бетонная плотина
- глубинный водосброс
- бетонная водосливная плотина
- левобережная глухая бетонная плотина
- здание ГЭС

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетании нагрузок. В результате расчетов выяснилось, что Киришлекская ГЭС отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям предусмотренным СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- Себестоимость – 0,03 руб/Квт·ч
- Удельные капиталовложения – 108900 руб/кВт

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. – Саяногорск, 2005.114с.
2. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. 1. Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарев, А. А. Жданович, Е. Ю. Затеева, С. В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108 с.
3. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Е. ю, Затеева. – 2-е изд. – Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2018. – 12 с.
4. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Кемеровское РДУ (Кемеровская область) [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
5. Орахелашвили, Б.М. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию / Б.М. Орахелашвили. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2011. – 28 с.
6. Ковалев, Н.Н. Проектирование гидротурбин: учеб. пособие / Н.Н. Ковалев. – Л.: Машиностроение, 1974. – 279 с.
7. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
8. Бусырев А. И. Выбор основных параметров и основы проектирования вертикальных реактивных гидротурбин: учеб. пособие / А.И. Бусырев, В.А. Долгополов.- Л.: ЛПИ, 1988. – 96 с.
9. СТО 172302282.27.140.022-2008. Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 30.10.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 42с.
10. 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.
11. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] //Сервис «Онлайн Электрик». – Режим доступа: <http://online-electric.ru>
12. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с
13. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций.

Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.

14. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва: ОАО «РусГидро», 2012 – 288с

15. 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.

16. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

17. 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.

18. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>

19. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО «Разряд».– Режим доступа : <http://www.zavod-razryad.ru/>

20. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

21. 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.

22. Каталог «Трансформаторы сухие» [Электронный ресурс] //«Трансна» – Режим доступа: <https://transna.pulscen.ru/>

23. СТО 06-08-2012 ГЭС «Нормы проектирования».

24. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс]// ОАО ВО «Электроаппарат». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>

25. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод»– Режим доступа: <http://www.cztt.ru/main.html>

26. Каталог «Выключатели элегазовые» [Электронный ресурс] //ЗАО «Энергомаш»– Режим доступа: <http://www.12v.ru/>

27. Каталог «Разъединители» [Электронный ресурс] //ЗАО «ЗЭТО» – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>

28. 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.

29. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования

объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

30. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва: ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

31. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

32. Чернобровов Н. В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1974

33. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013.

34. Алюнов, А.Н. Онлайн электрик: Интерактивные расчеты систем электроснабжения [Электронный ресурс] /А.Н. Алюнов.–Режим доступа:<https://online-electric.ru>

35. Постановлению Правительства РФ от 2 ноября 2013г. № 986«О классификации гидротехнических сооружений»

36. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82» - ОАО "ВНИИГ им.Б.Е.Веденеева

37. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

38. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85» - ОАО "ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева

39. СП 23. 13330.2011 – «Основания гидротехнических сооружений» Актуализация редакция СНиП 2.02.02-85 (с Изменением N 1) - ОАО "ВНИИГ им. Б.Е.Веденеева

40. СП 41.13330.2012 «Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87». – Введ. 01.01.2013 – Москва.

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

42. Водный кодекс Российской Федерации: офиц. текст. – Москва: Маркетинг, 2008. 42 с.

43. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

44. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.

45. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и

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

46. Об охране окружающей среды [Электронный ресурс]: федер. закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

47. О безопасности гидротехнических сооружений [Электронный ресурс]: федер.закон от 23.12.2003 N 186-ФЗ // Справочная правовая система «Консультант плюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

48. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.

49. Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ [Электронный ресурс] :СанПин 2.2.2.540-96 от04.07.1996.// Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации «Кодекс». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>.

50. Об утверждении методики проведения специальной оценки условий труда. Классификатора вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчетов о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению (с изменением на 14 ноября 2016 года) [Электронный ресурс]: приказ Минтруда России от 24 янв.2014 г. № 33н. // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации «Кодекс». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>.

51. О специальной оценке условий труда (с изменениями на 27 дек. 2018 г.) [Электронный ресурс] : фед. закон Российской Федерации от 28.12.2013 № 426-ФЗ. // Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации «Кодекс». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>.

52. ГОСТ Р ИСО 2017-3-2016 Вибрация и удар. Упругие системы крепления. Часть 3. Технические данные для применения систем виброизоляции при строительстве новых зданий. – Введ.01.10.2017. – Москва : Стандартиформ, 2019. -12с.

53. Колосов Ю.В., Барановский В.В. Защита от вибрации и шума на производстве. Учебное пособие. / Колосов Ю.В., Барановский В.В. – СПб: СПбГУ ИТМО, 2011.-38с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчёты

Таблица А.1 – ВЭР режима ГЭС в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности

№ мес	Q									V			Z				Н ГЭС	N	
	быт	лед	исп	фил	полный бытовой	н б	ВХК	водопр	ГЭС	нач	dV	кон	нач вб	кон вб	ср вб	нб		гэс	гар
10	70	0	1	1	68	84	80	15	83	3,80	0,04	3,760	350,00	349,86	349,93	328,62	21,16	15	15
11	36	2	0	1	33	154	80	120	153	3,760	0,321	3,438	349,86	349,28	349,57	329,02	20,39	28	28
12	24	2	0	1	21	182	80	160	181	3,438	0,424	3,010	349,28	348,41	348,85	329,17	19,52	31	31
1	21	2	0	1	18	189	80	170	188	3,010	0,45	2,555	348,41	347,35	347,88	329,20	18,52	31	31
2	20	2	0	1	17	185	80	167	184	2,555	0,44	2,107	347,35	346,11	346,73	329,18	17,39	28	28
3	18	2	0	1	15	101	80	85	100	2,107	0,22	1,880	346,11	345,35	345,73	328,72	16,85	15	15
4	213	-3	2	1	213	80	80	-134	79	1,880	-0,35	2,238	345,35	346,50	345,93	328,59	17,17	12	ВХК
5	328	-7	3	1	331	80	80	-252	79	2,238	-0,67	2,913	346,50	348,20	347,35	328,59	18,60	13	ВХК
6	220	0	2	1	217	80	80	-138	79	2,913	-0,36	3,283	348,20	348,98	348,59	328,59	19,84	14	ВХК
7	186	0	2	1	183	80	80	-104	79	3,283	-0,27	3,562	348,98	349,51	349,25	328,59	20,49	14	ВХК
8	112	0	1	1	110	80	80	-31	79	3,562	-0,08	3,645	349,51	349,66	349,59	328,59	20,83	15	ВХК
9	84	0	1	1	82	80	80	-3	79	3,645	-0,004	3,65	349,66	349,67	349,67	328,59	20,92	15	ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.2– ВЭР режима ГЭС в маловодном году по правильному варианту гарантированной мощности

№ мес	Q									V			Z				H ГЭС	N	
	быт	лед	исп	фил	полный бытовой	н б	ВХК	водохр	ГЭС	нач	dV	кон	нач вб	кон вб	ср вб	нб		гэс	гар
10	74	0	1	1	72	78	80	5	77	3,80	0,01	3,787	350,00	349,97	349,99	328,58	21,25	14	14
11	36	2	0	1	33	151	80	117	150	3,787	0,31	3,473	349,97	349,41	349,69	329,01	20,52	27	27
12	22	2	0	1	19	167	80	146,5	166	3,473	0,39	3,081	349,41	348,63	349,02	329,09	19,77	29	29
1	21	2	0	1	18	179	80	160	178	3,081	0,42	2,652	348,63	347,65	348,14	329,15	18,83	29	29
2	20	2	0	1	17	174	80	156,5	173	2,652	0,41	2,233	347,65	346,54	347,10	329,13	17,81	27	27
3	18	2	0	1	15	93	80	77	92	2,233	0,20	2,027	346,54	345,92	346,23	328,67	17,40	14	14
4	213	-3	2	1	213	80	80	-134	79	2,027	-0,35	2,386	345,92	346,97	346,44	328,59	17,69	12	ВХК
5	328	-7	3	1	331	80	80	-252	79	2,386	-0,67	3,061	346,97	348,58	347,78	328,59	19,02	13	ВХК
6	220	0	2	1	217	80	80	-138	79	3,061	-0,36	3,430	348,58	349,33	348,96	328,59	20,20	14	ВХК
7	186	0	2	1	183	80	80	-104	79	3,430	-0,27	3,709	349,33	349,83	349,58	328,59	20,83	14	ВХК
8	112	0	1	1	110	80	80	-31	79	3,709	-0,08	3,792	349,83	349,98	349,91	328,59	21,15	15	ВХК
9	84	0	1	1	82	80	80	-3	79	3,792	-0,00	3,80	349,98	350,00	349,99	328,59	21,24	15	ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.3– ВЭР режима ГЭС в средневодном году по отметкам

№ мес	Q									V			Z				H	N	Э	N гар
	быт	исп	лед	фил	полез	нб	вдхр	ГЭС	ВХК	нач.	dV	кон.	нач. ВБ	кон. ВБ	ср.	НБ				
10	77	1	0	1	75	84	8	83	80	3,80	0,02	3,78	350,00	349,96	349,98	328,62	21,36	16	11	14
11	36	0	2	1	33	149	115	148	80	3,78	0,30	3,47	349,96	349,40	349,68	328,99	20,69	27	19	27
12	32	0	2	1	29	194	164	193	80	3,47	0,39	3,07	349,40	348,61	349,01	329,23	19,78	34	24	29
1	46	0	2	1	43	206	162	205	80	3,07	0,42	2,65	348,61	347,65	348,13	329,29	18,84	34	24	29
2	37	0	2	1	34	198	163	197	80	2,65	0,42	2,23	347,65	346,54	347,10	329,25	17,85	31	22	27
3	32	0	2	1	29	106	76	105	80	2,23	0,20	2,03	346,54	345,92	346,23	328,75	17,48	16	12	14
4	238	2	-3	1	238	80	-159	79	80	2,03	-0,42	2,45	345,92	347,15	346,53	328,59	17,94	13	9	ВХК
5	484	3	-7	1	487	80	-408	79	80	2,45	-1,09	3,55	347,15	349,54	348,35	328,59	19,75	14	10	ВХК
6	287	2	0	1	284	187	-98	186	80	3,55	-0,25	3,80	349,54	350,00	349,77	329,19	20,58	34	24	ВХК
7	266	2	0	1	263	264	0	263	80	3,80	0,00	3,80	350,00	350,00	350,00	329,58	20,42	47	34	ВХК
8	163	1	0	1	161	162	0	161	80	3,80	-0,00	3,80	350,00	350,00	350,00	329,06	20,93	30	21	ВХК
9	92	1	0	1	90	91	0	90	80	3,80	-0,00	3,80	350,00	350,00	350,00	328,66	21,34	17	12	ВХК

Продолжение приложения А

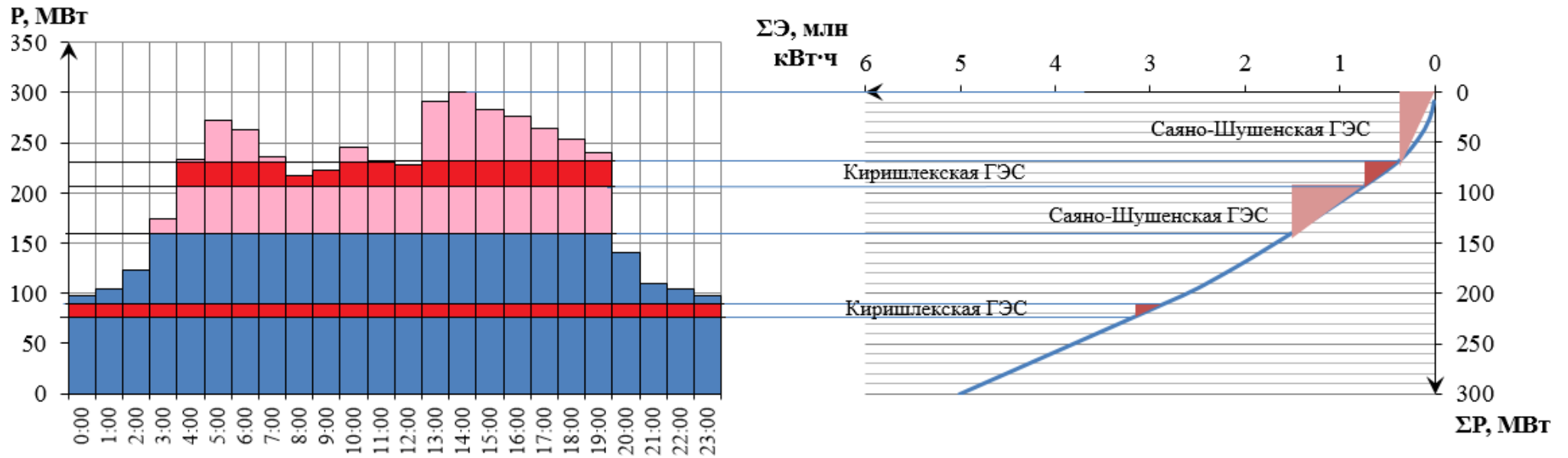


Рисунок А.1 – Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в январе

Продолжение приложения А

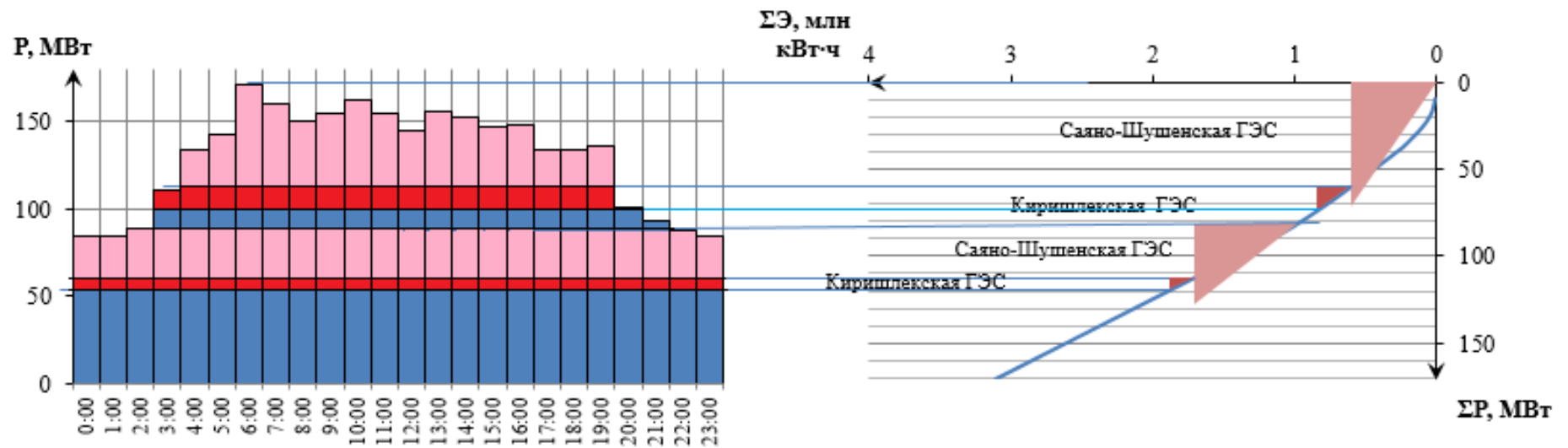
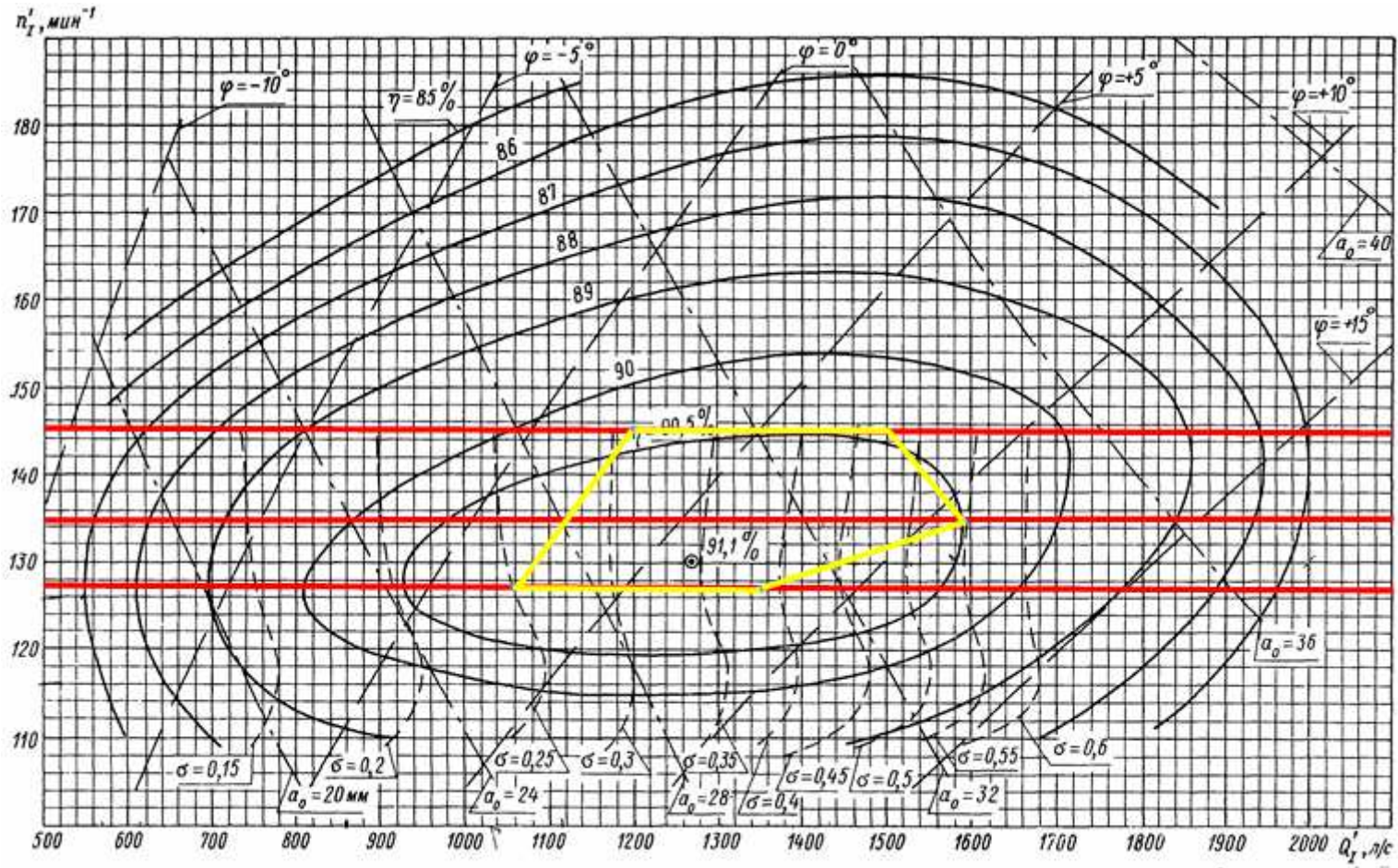


Рисунок А.2 – Размещение проектируемой ГЭС на ИКН в июне

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование



Испытания проведены при напоре гидротурбины 8 м и $t = 21^\circ C$.

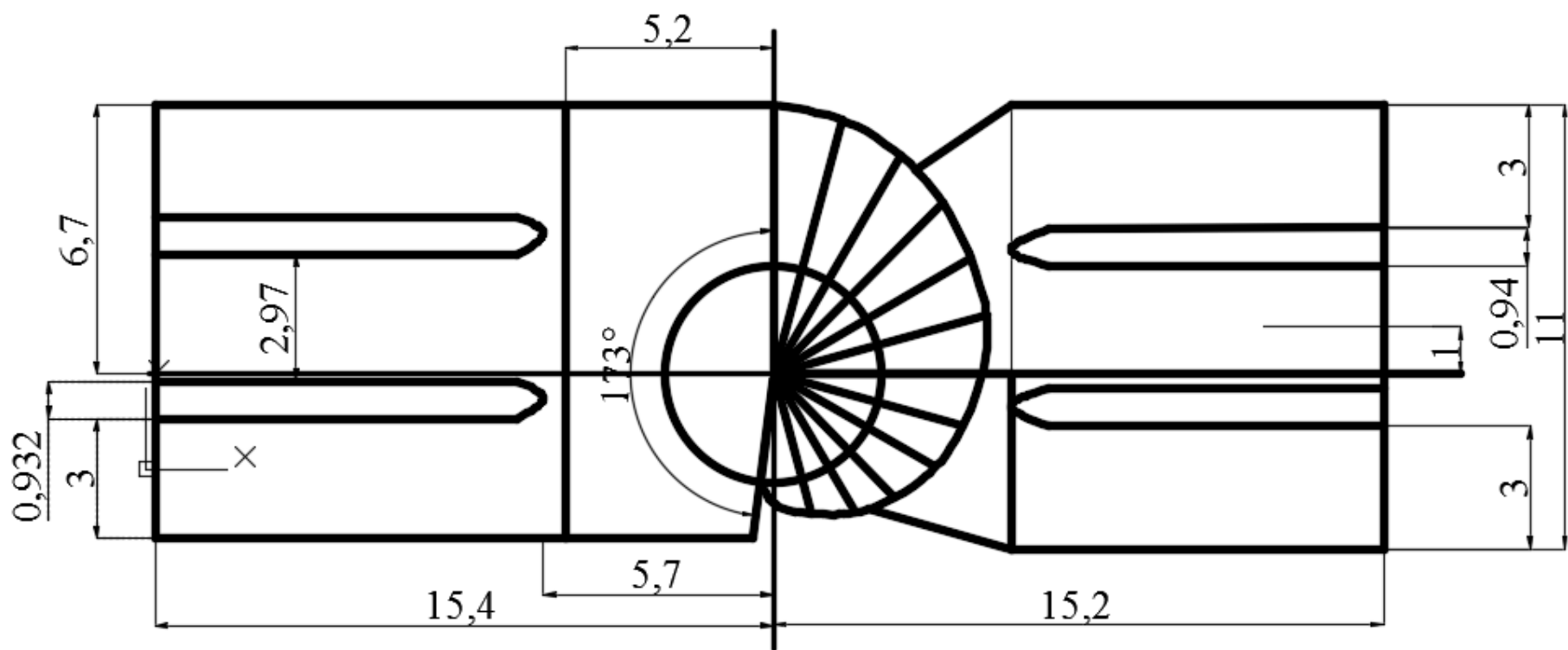


Рисунок Б.2 – Спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Компоновка и сооружения гидроузла

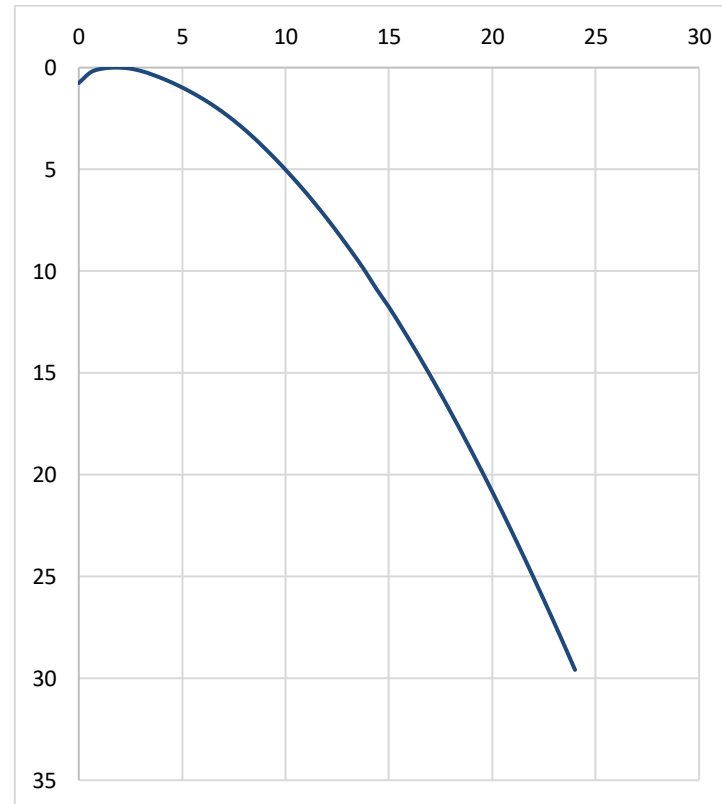


Рисунок В.1 – Оголовок безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{ст} = 6$ м

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 02 » 04 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электр оэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КИРИШЛЕКСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КОНДОМА
СНИЖЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ВИБРАЦИИ НА ЧЕЛОВЕКА ПРИ РАБОТЕ НА
ОБЪЕКТАХ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ
тема

Руководитель


подпись, дата


должность, ученая степень

А.А.Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

М.С.Васютина
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Киришлекской ГЭС на реке Кондома. Снижение влияния вибрации на человека при работе на объектах гидроэнергетики»

Консультанты по
разделам:

Консультант руководителя БР

Иванов 20.10 А.И. Иванов
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайцев 28.06.20 В.И. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

А.В. Касимов 02.07 А.В. Касимов
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Иванов 01.10 А.И. Иванов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

И.В. Шурков И.В. Шурков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайцев 02.02.20 В.И. Зайцев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

И.В. Шурков И.В. Шурков
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.В. Шурков 20.10 И.В. Шурков
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

И.В. Шурков 02.07.20 И.В. Шурков
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.В. Шурков 02.07.20 И.В. Шурков
подпись, дата инициалы, фамилия