

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ М.В.Кочетков  
подпись инициалы, фамилия  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КРИВОПОРОЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КЕМЬ.  
ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ АСОК ГТС ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ  
ПЛОТИНЫ**

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Инженер 2 категории  
СМГТС Филиала ПАО  
«РусГидро» - «Саяно-  
Шушенская ГЭС им. П.С.  
Непорожнего»  
должность

Т.С. Сусла  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Е.Д. Пихтарь  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2019

Продолжение титульного листа      БР по теме      «Проектирование  
Кривопорожской ГЭС на реке Кемь. Применение данных АСОК ГТС для оценки  
состояния плотины».

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчеты

подпись, дата

ициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

подпись, дата

ициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

ициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

ициалы, фамилия

Компоновка и сооружения  
гидроузла

подпись, дата

ициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

подпись, дата

ициалы, фамилия

Охрана окружающей  
среды

подпись, дата

ициалы, фамилия

Технико-экономическое  
обоснование

подпись, дата

ициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

ициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Кривопорожской ГЭС.....	7
1 Общие сведения.....	9
1.1 Гидрологические данные .....	9
1.2 Инженерно – геологические условия.....	11
1.3 Сейсмические условия.....	11
1.4 Данные по энергосистеме.....	12
2 Водно – энергетические расчёты.....	13
2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обсепеченности.....	13
2.1.1 Выбор расчётного средневодного года ( $P=50\%$ ) .....	14
2.1.2 Выбор расчётного маловодного года ( $P=90\%$ ) .....	14
2.1.3 Корректировка маловодного и средневодного года.....	14
2.2 Данные для построения суточного графика нагрузки .....	16
2.3 Построение интегральной кривой нагрузки (ИКН) .....	17
2.3.1 Размещение ГЭС, входящих в состав Карельского РДУ, на ИКН ...	19
2.4 Построение годовых графиков нагрузки.....	20
2.5 Водно – энергетический расчёт .....	21
2.5.1 Баланс энергии .....	21
2.5.2 Сработка и наполнение водохранилища $P90\%$ .....	22
2.6 Нахождение рабочей мощности .....	23
2.7 Расчёт резервов.....	23
2.8 Построение баланса мощности.....	24
2.9 Водно – энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году .....	25
3 Основное и вспомогательное оборудование .....	26
3.1 Построение режимного поля .....	26
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	27
3.3 Сопоставление турбин и выбор оптимального варианта.....	30
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	31
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	33
3.6 Гидромеханический расчёт спиральной камеры .....	34
3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	36
3.7.1 Расчёт вала на прочность .....	36
3.7.2 Расчёт подшипника.....	37
3.8 Выбор типа маслонапорной установки.....	38
3.9 Выбор электрогидравлического регулятора .....	38
3.10 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины .....	38
4 Электрическая часть .....	40
4.1 Структурные схемы проектируемой Кривопорожской ГЭС.....	40
4.2 Выбор силового оборудования .....	40

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками.....	40
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнёнными блоками .....	41
4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	42
4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико – экономического расчёта .....	44
4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	43
4.5.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий .....	43
4.5.2 Выбор схемы распределительного устройства .....	44
4.6 Расчёт токов короткого замыкания .....	45
4.7 Выбор электрических аппаратов .....	47
4.7.1 Выбор генераторного выключателя.....	47
4.7.2 Выбор выключателей и разъединителей ОРУ 220 кВ .....	47
4.7.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	49
4.7.4 Выбор автоматического выключателя 0,4 кВ .....	49
5 Релейная защита и автоматика.....	50
5.1 Технические данные защищаемого оборудования.....	50
5.2 Расчёт номинальных токов .....	51
5.2.1 Перечень защит основного оборудования .....	52
5.3 Описание защит и расчёт их уставок .....	53
5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ ) .....	53
5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $UN (U_0)$ ) .....	56
5.3.3 Защита от повышения напряжения ( $U_1 >$ ), ( $U_2 >$ ) .....	58
5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	59
5.3.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ).....	62
5.3.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ ) .....	64
5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора .....	67
5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит.....	69
6 Компоновка сооружения и гидроузла.....	71
6.1 Состав и компоновка гидроузла .....	71
6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины.....	71
6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения .....	71
6.2.2 Определение отметки гребня бетонной плотины .....	71
6.3 Гидравлические расчеты .....	74
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта .....	74
6.3.2 Определение отметки гребня водослива .....	75
6.3.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову .....	76
6.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе .....	77
6.3.5 Расчет водобойной стенки .....	78

6.3.6 Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки .....	79
6.3.7 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае .....	80
6.3.8 Расчет аварийного водосброса (глубинный).....	80
6.4 Расчёт номинальных токов .....	81
6.4.1 Определение ширины подошвы водосливного профиля .....	81
6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами .....	81
6.4.3 Быки.....	82
6.4.4 Устои .....	82
6.4.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины .....	82
6.4.6 Галереи в теле плотины .....	83
6.4.7 Цементационная завеса .....	83
6.4.8 Дренажные устройства в основании .....	84
6.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа .....	84
6.5.1 Водобой .....	84
6.5.2 Стенка .....	85
6.5.3 Рисберма .....	86
6.6 Определение основных нагрузок на плотину .....	86
6.6.1 Вес сооружения .....	86
6.6.2 Сила гидростатического давления воды .....	87
6.6.3 Волновое воздействие .....	87
6.6.4 Взвешивающее давление .....	87
6.6.5 Сила фильтрационного давления .....	88
6.6.6 Давление грунта .....	89
6.6.7 Оценка прочности плотины .....	90
6.6.8 Критерии прочности плотины .....	92
6.6.9 Обоснование устойчивости плотины .....	93
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды .....	95
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений .....	95
7.2 Охрана труда .....	95
7.3 Пожарная безопасность .....	97
7.4 Охрана природы .....	99
7.4.1 Общие сведения о районе строительства .....	99
7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	101
7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	103
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве .....	105
7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	106
8 Технико-экономические показатели .....	107
8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	107
8.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	107

8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу .....	108
8.1.3 Налоговые расходы .....	111
8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ...	111
8.3 Оценка инвестиционного проекта .....	113
8.3.1 Методология, исходные данные .....	113
8.3.2 Коммерческая эффективность .....	114
8.3.3 Бюджетная эффективность .....	114
8.4 Анализ чувствительности .....	114
9 Применение данных АСОК ГТС для оценки состояния плотины .....	118
9.1 Нормативные требования. Обоснование внедрения АСОК ГТС .....	118
9.2 Требования к АСОК ГТС .....	119
9.3 Состав АСОК ГТС .....	121
9.4 Система контроля состояния плотины ГТС .....	124
9.5 Критерии безопасности .....	125
9.6 Анализ данных .....	125
9.7 Преимущества использования АСОК ГТС .....	131
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	132
Приложения А-Б .....	135

## **СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КРИВОПОРОЖСКОЙ ГЭС**

1. Наименование реки..... Кемь;
2. Местонахождение ГЭС ..... Республика Карелия;
3. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний ..... 237 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин ..... 894 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% ..... 1546 м<sup>3</sup>/с;

	0,01% .....	1820 м <sup>3</sup> /с;
г) минимальный .....		60 м <sup>3</sup> /с;
4. Параметры водохранилища:		
а) характер регулирования стока .....		годовой;
б) отметка: НПУ .....		75 м;
ФПУ .....		77 м;
УМО .....		69,50 м
в) объемы:		
полный.....		5 км <sup>3</sup> ;
полезный .....		2,13 км <sup>3</sup> ;
5. Напоры ГЭС:		
а) максимальный.....		29,4 м;
б) расчетный.....		24,2 м;
в) минимальный.....		21,4 м;
6. Энергетические характеристики:		
а) мощность:		
установленная.....		193 МВт;
гарантированная .....		84 МВт;
б) среднемноголетняя выработка энергии.....		504 млн. кВт·ч;
7. Гидroteхнические сооружения (общая длина / максимальная высота):		
а) левобережная земляная .....	200 м /	34,8 м;
а) глухая бетонная соединяющая левобережную и станционную .....	14 м /	34,8 м;
б) правобережная земляная .....	1000 м /	34,8 м;
в) станционная .....	84,58 м /	42,8 м;
г) глухая сопрягающая водосливную и земляную.....	23 м /	37,2 м;
д) водосливная .....		49 м / 37,2 м;
8. Водосбросные сооружения		
а) тип.....		поверхностный водослив;
б) число и размер пролетов .....	4 отверстия	12×10;
в) общая длина .....		49 м;
г) максимальная высота .....		82,20 м;
д) тип.....		глубинный водосброс;
е) число и размер пролетов .....	2 отверстия	2×4;
9. Здание ГЭС:		
а) тип здания .....		приплотинное;
б) число агрегатов .....		6;
б) грунты в основании .....		гранит;
в) тип спиральной камеры.....		бетонная;
г) тип отсасывающей трубы .....		изогнутая;
д) расстояние между осями агрегатов.....		17 м;
10. Основное оборудование:		
а) тип турбины .....		ПЛ306-В;
б) тип генератора .....		СВ-695/155-40;

- в) мощность генератора ..... 35 МВт;  
г) частота вращения ..... 150 об/мин;  
д) тип трансформаторов ..... ТДЦ-80000/220-У1,ХЛ1;

11. Технико-экономические показатели:

- а) сметная стоимость ГУ ..... 1,407 млрд. руб.;  
б) удельные показатели ..... 72895,2 руб./кВт;  
в) себестоимость энергии ..... 15 коп/кВт·ч;  
г) срок окупаемости ..... 6 лет 4 месяца.

# 1 Общие сведения

## 1.1 Гидрологические данные

Река Кемь протекает в Республике Карелия по Калевальскому и Кемскому районам. Ее длина – 191 километр, а площадь водосборного бассейна 27,7 тысяч квадратных километров. Вместе с притоком, который называется Чирка-Кемь, длина реки достигает 410 километров. Исток реки Кемь находится в озере Нижнее Куйто, впадает в Белое море рядом с городом Кемь. Перепад высоты между истоком и устьем – 101 метр.

Карелия расположена в северо-западной части умеренного климатического пояса. Наиболее холодные месяцы — январь и февраль. Средняя температура февраля от -9°C до -13°C. Самым теплым месяцем является июль, среднемесячная температура которого составляет +14°C+16°C. Среднегодовая температура по республике от 0 до +3.

В таблице 1.1 приведён гидрологический ряд наблюдений в период с 1946 по 1995.

Таблица 1.1 - Гидрологический ряд р.Кемь

№ строки	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1	1946	73	67	67	294	508	459	261	147	156	170	173	97	206
2	1947	76	67	59	287	654	477	275	274	165	144	177	137	233
3	1948	113	103	88	385	937	525	354	226	204	256	195	139	294
4	1949	108	94	83	333	900	605	357	306	217	238	232	201	306
5	1950	111	91	83	307	887	584	374	313	225	247	219	200	303
6	1951	100	91	92	339	783	515	307	285	215	270	236	149	282
7	1952	122	113	100	352	498	483	278	143	163	227	224	164	239
8	1953	81	73	71	294	465	446	257	139	133	167	167	108	200
9	1954	67	66	67	287	317	352	206	189	81	138	115	82	164
10	1955	75	70	70	300	317	275	225	162	109	68	158	121	162
11	1956	61	57	55	249	329	279	254	160	159	119	148	59	161
12	1957	88	75	66	249	299	312	238	209	135	140	162	108	173
13	1958	78	70	65	287	498	455	256	144	150	180	163	111	205
14	1959	122	104	94	336	482	347	284	280	224	189	230	132	235
15	1960	133	108	99	520	981	829	418	344	312	333	327	286	391
16	1961	106	96	83	337	877	558	370	234	217	255	213	198	295
17	1962	121	104	89	313	890	689	359	243	225	127	195	162	293
18	1963	112	103	92	316	900	549	366	233	234	300	215	188	301
19	1964	88	76	67	287	763	509	301	308	238	250	250	146	274
20	1965	104	75	65	374	912	621	396	324	215	251	196	163	308
21	1966	102	94	89	307	897	741	346	210	228	96	221	178	292
22	1967	76	72	64	307	555	470	292	264	165	156	175	156	229
23	1968	91	84	79	307	562	492	468	323	204	260	206	159	270
24	1969	63	54	55	301	465	255	210	128	55	80	100	48	151
25	1970	70	63	61	262	242	366	209	194	102	144	131	84	161
26	1971	66	61	64	262	515	413	178	125	150	144	183	84	187

Продолжение таблицы 1.1

№ строки	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
27	1972	70	69	65	287	309	289	237	142	169	154	162	131	174
28	1973	137	72	71	307	317	337	248	127	113	167	174	82	179
29	1974	132	99	95	345	784	690	361	348	288	82	274	200	308
30	1975	108	97	94	335	742	717	343	353	223	218	214	175	302
31	1976	96	76	71	242	634	488	562	287	158	257	195	139	267
32	1977	73	70	70	287	336	381	171	123	141	154	172	94	173
33	1978	93	75	65	260	317	288	255	197	175	165	146	75	176
34	1979	66	60	56	242	270	286	284	180	128	142	127	53	158
35	1980	75	66	68	346	520	437	245	127	158	154	154	103	204
36	1981	99	97	92	320	895	540	352	339	189	248	232	175	298
37	1982	109	82	80	313	907	569	378	345	223	241	220	195	305
38	1983	110	91	83	320	837	661	348	323	212	271	220	165	303
39	1984	124	102	96	313	909	765	435	250	256	217	282	199	329
40	1985	114	96	95	287	344	257	248	170	117	95	125	96	170
41	1986	106	92	85	307	275	325	189	131	107	167	164	102	171
42	1987	70	66	61	242	488	404	240	138	148	149	133	86	185
43	1988	85	72	68	321	952	533	378	255	202	287	219	159	294
44	1989	78	63	64	255	480	418	210	129	174	170	164	96	192
45	1990	84	66	65	243	254	302	244	158	113	120	143	82	156
46	1991	76	73	68	255	540	464	231	240	169	153	183	160	218
47	1992	102	88	86	307	689	480	285	245	152	131	173	141	240
48	1993	101	92	77	294	570	473	246	272	169	142	180	159	231
49	1994	99	89	84	313	545	497	345	258	212	242	237	142	255
50	1995	73	66	62	345	661	501	289	243	213	249	225	137	255
Среднемесячн		94	81	76	306	600	474	299	226	178	186	191	136	237

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно  $237\frac{m^3}{c}$ .

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 - Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

ВБ		НБ	
Zвб, м	V, км <sup>3</sup>	Zнб, м	Q, м <sup>3</sup> /с
45,0	0	45,00	0
51,4	0,5	45,91	133,7
56,8	1,1	46,43	266,3
60,4	1,4	47,08	532,5
66,9	2,4	47,60	798,8
72,4	3,6	48,12	1065,09
73,5	4,1	48,64	1331,36
75,0	5,0	49,16	1597,63

75,5	5,6	49,35	1730,77
------	-----	-------	---------

Кривые связи ВБ и НБ представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

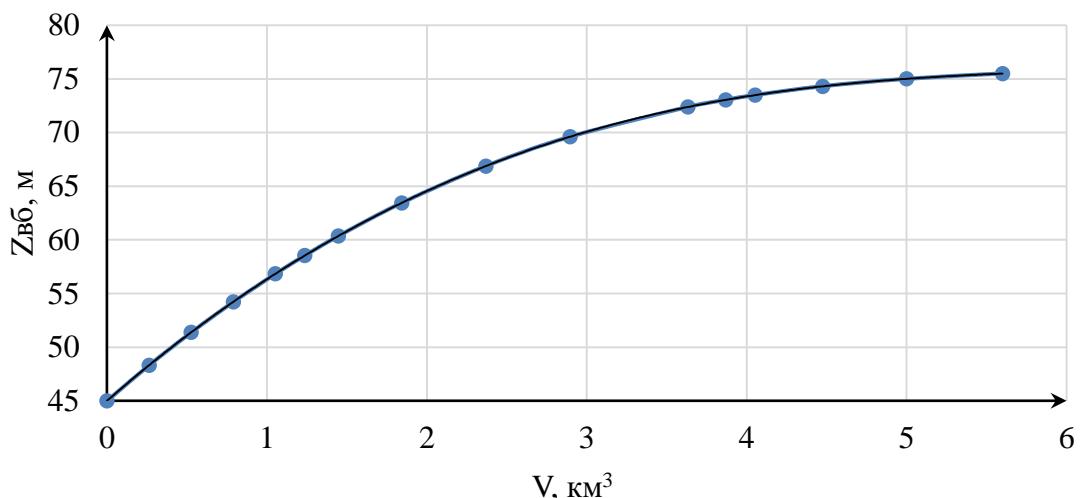


Рисунок 1.1 - Кривая связи  $Z_{\text{ББ}}=f(V)$

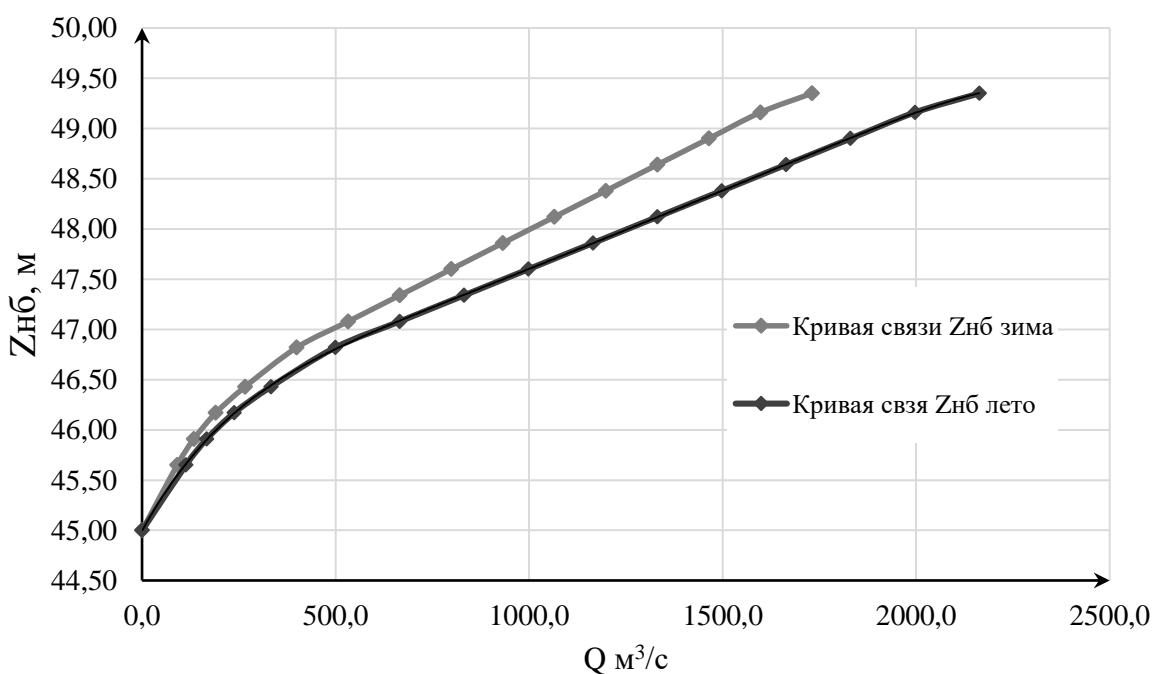


Рисунок 1.2 - Кривая связи  $Z_{\text{НБ}}=f(Q)$

## 1.2 Инженерно – геологические условия

В основании гидроузла залегает гранит. Ширина по створу 1370,58 м. Отметка дна 45 м.

### **1.3 Сейсмические условия**

Согласно СНиП, а так же в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчётная сейсмическая интенсивность в районе расположения Кривопорожской при вероятности возможного превышения 1% равна 6 баллам шкалы MSK-64.

### **1.4 Данные по энергосистеме**

Филиал ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Карелия» (Карельское РДУ) осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Алтайского края и Республики Карелия. Входит в зону операционной деятельности Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада.

В операционной зоне Карельского РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 1098,105 МВт. Наиболее крупными из них являются: Петрозаводская ТЭЦ, Каскады Кемских, Выгских, Сунских ГЭС филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1», Ондская ГЭС ООО «ЕвроСибЭнерго – тепловая энергия», ТЭС-1 и ТЭС-2 АО «Кондопожский ЦБК», ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 АО «Сегежский ЦБК».

Среднегодовая выработка Карельского РДУ составляет 7,93 млрд кВт·ч.

## 2 Водно – энергетические расчёты

### 2.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности

В таблице 2.1 Представлены данные для построения кривых обеспеченности.

Таблица 2.1 - Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	годы	Qсреднегод	годы	Qсреднепол	годы	Qсреднемеж
1	2	1960	391	1960	687	1960	243
2	4	1984	329	1984	606	1984	191
3	6	1965	308	1965	576	1974	190
4	8	1974	308	1966	573	1982	187
5	10	1949	306	1962	563	1950	186
6	12	1982	305	1948	550	1975	185
7	14	1950	303	1949	549	1949	185
8	16	1983	303	1988	546	1963	185
9	18	1975	302	1974	545	1983	184
10	20	1963	301	1982	542	1981	184
11	22	1981	298	1983	542	1951	180
12	24	1961	295	1950	538	1964	178
13	25	1948	294	1961	536	1968	176
14	27	1988	294	1975	534	1961	175
15	29	1962	293	1963	533	1965	174
16	31	1966	292	1981	527	1959	172
17	33	1951	282	1951	486	1994	170
18	35	1964	274	1976	482	1988	168
19	37	1968	270	1964	465	1948	166
20	39	1976	267	1968	457	1976	160
21	41	1994	255	1995	449	1995	159
22	43	1995	255	1992	440	1962	158
23	45	1992	240	1994	425	1952	157
24	47	1952	239	1947	423	1966	152
25	49	1959	235	1967	406	1993	149
26	51	1947	233	1952	403	1967	141
27	53	1993	231	1993	396	1991	140
28	55	1967	229	1980	387	1992	140
29	57	1991	218	1946	381	1947	137
30	59	1946	206	1958	374	1978	124
31	61	1958	205	1991	373	1957	123
32	63	1980	204	1953	366	1972	120
33	65	1953	200	1959	362	1958	120
34	67	1989	192	1987	344	1986	119
35	69	1971	187	1971	342	1946	119
36	71	1987	185	1989	341	1973	118
37	73	1973	179	1969	308	1953	117
38	75	1978	176	1973	302	1989	117
39	76	1972	174	1977	294	1985	114
40	78	1957	173	1954	291	1980	113
41	80	1977	173	1985	284	1977	112
42	82	1986	171	1972	281	1971	110
43	84	1985	170	1978	280	1987	106
44	86	1954	164	1955	279	1970	106
45	88	1955	162	1956	278	1955	104
46	90	1956	161	1957	275	1990	104
47	92	1970	161	1986	274	1956	102

48	94	1979	158	1979	271	1979	102
49	96	1990	156	1970	270	1954	101

Продолжение таблицы 2.1

m	P,%	годы	Qсреднегод	годы	Qсреднепол	годы	Qсреднемеж
50	98	1969	151	1990	261	1969	73

Из исходного гидрологического ряда находим среднегодовые, среднеполоводные и средние за зимний сезон расходы и ранжируем их в убывающем порядке.

Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому. Тогда остальные месяцы составляют маловодный период. Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаются соответственно 90 и 50%.

### 2.1.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Найдём коэффициент приведения, равный отношению расходов в текущем маловодном году к расходу в базовом маловодном году:

$$K_{\Pi90(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.половод.текущ.}(1947)}}{Q_{\text{сред.половод.баз.}(1952)}} = \frac{423}{406} = 1,05 \quad (2.1)$$

Найдём коэффициент приведения, равный отношению расходов в текущем средневодном году к расходу в базовом средеводном году:

$$K_{\Pi47(\text{половодный})} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}(1957)}}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}(1956)}} = \frac{275}{278} = 0,99 \quad (2.2)$$

### 2.1.2 Выбор расчётного маловодного года (P=90%)

Найдём коэффициент приведения, равный отношению расходов в текущем маловодном году к расходу в базовом маловодном году:

$$K_{\Pi90(\text{межененный})} = \frac{Q_{\text{сред.межен.текущ.}(1990)}}{Q_{\text{сред.межен.баз.}(1956)}} = \frac{104}{102} = 1,02; \quad (2.3)$$

Найдём коэффициент приведения, равный отношению расходов в текущем средневодном году к расходу в базовом средеводном году:

$$K_{\Pi47(\text{межененный})} = \frac{Q_{\text{сред.средневод.текущ.}(1966)}}{Q_{\text{сред.средневод.баз.}(1952)}} = \frac{152}{157} = 0,97; \quad (2.4)$$

### 2.1.3 Корректировка маловодного и средневодного года

Маловодный год. Расходы базового маловодного года выписываются отдельной строкой. Расходы меженных месяцев умножаются на коэффициент приведения  $K_{П90(меженныи)} = 1,02$ , а расходы половодных месяцев умножаются на коэффициент приведения  $K_{П90(половодныи)} = 0,99$ . В таблице 2.2 представлен исходный ряд маловодного года.

Таблица 2.2 - Исходный ряд маловодного года

Год Р=90%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1956	61	57	55	249	329	279	254	160	159	119	148	59	161
1956(пр)	62	58	56	247	326	276	251	163	162	121	151	60	161

После умножения на коэффициенты приведения среднегодовой расход маловодного года не должен измениться. В моем случае он не изменился.

Средневодный год. Расходы базового средневодного года выписываются отдельной строкой. Расходы меженных месяцев умножаются на коэффициент приведения  $K_{П47(меженныи)} = 0,97$ , а расходы половодных месяцев умножаются на коэффициент приведения  $K_{П47(половодныи)} = 1,05$ . В таблице 2.3 представлен исходный ряд средневодного года.

Таблица 2.3 - Исходный ряд средневодного года

Год Р=47%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1952	122	113	100	352	498	483	278	143	163	227	224	164	239
1952(пр)	118	110	97	370	523	507	292	139	158	220	217	159	242

После умножения на коэффициенты приведения среднегодовой расход средневодного года не должен измениться. В моем случае он изменился, поэтому редактируем коэффициенты так, чтобы среднегодовые расходы до и после умножения на коэффициенты приведения были равны:

$$K'_{П47(меженныи)} = 0,94;$$

$$K_{П47(половодныи)} = 1,05;$$

В таблице 2.4 представлены исходный ряд средневодного года, после умножения на коэффициенты.

Таблица 2.4 - Исходный ряд средневодного года.

Год Р=47%	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1952	122	113	100	352	498	483	278	143	163	227	224	164	239

1952	115	106	94	370	523	507	292	164	163	213	181	144	239
------	-----	-----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.1.

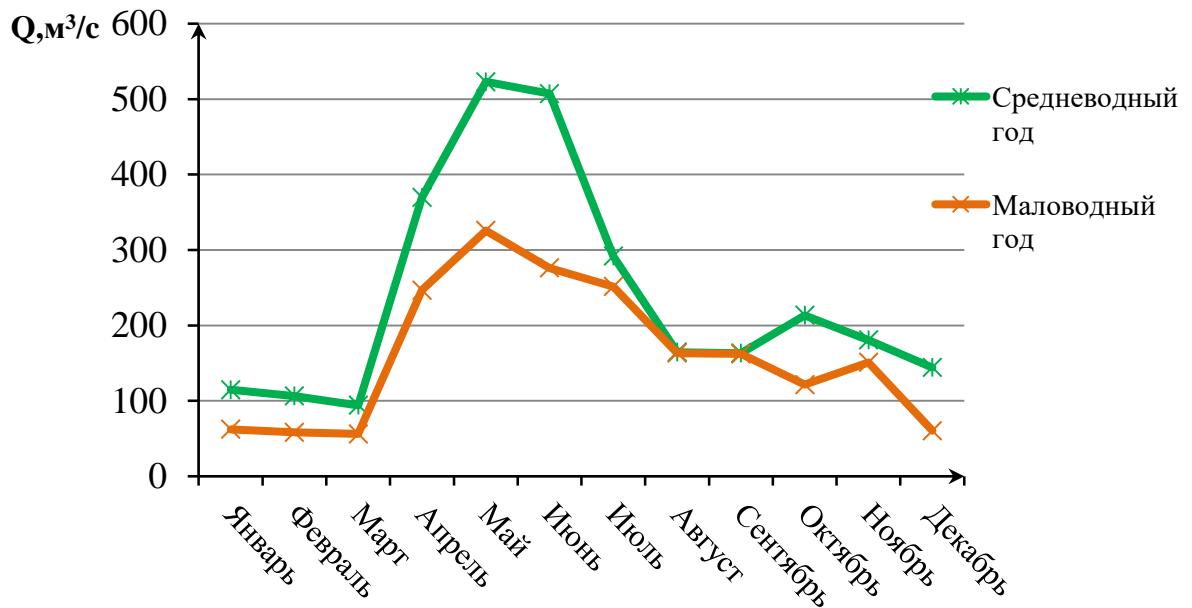


Рисунок 2.1 -Гидрографы маловодного и средневодного года Р90% и Р50%

## 2.2 Данные для построения суточного графика нагрузки

Данные для построения суточного графика нагрузки представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Данные для построения суточного графика нагрузки

Часы	Потребление РДУ(Лето), МВт	Потребление РДУ(Зима), МВт
1	700	1039
2	661	996
3	636	970
4	623	958
5	609	951
6	602	961
7	617	986
8	649	1043
9	703	1113
10	752	1175
11	783	1190
12	792	1197
13	786	1191

14	786	1178
15	788	1179
16	785	1172
17	780	1175
18	774	1193
19	768	1197

Продолжение таблицы 2.5

Часы	Потребление РДУ(Лето), МВт	Потребление РДУ(Зима), МВт
20	767	1194
21	762	1180
22	763	1168
23	761	1142
24	749	1100

Графики нагрузки ЭС по зиме и лету представлены на рисунке 2.2 и 2.3.

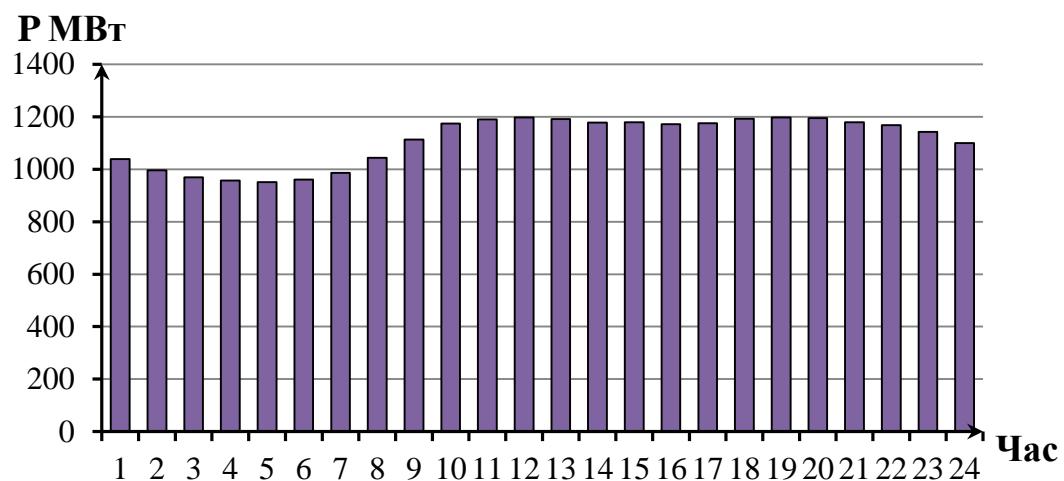


Рисунок 2.2 - График нагрузки ЭС по зиме

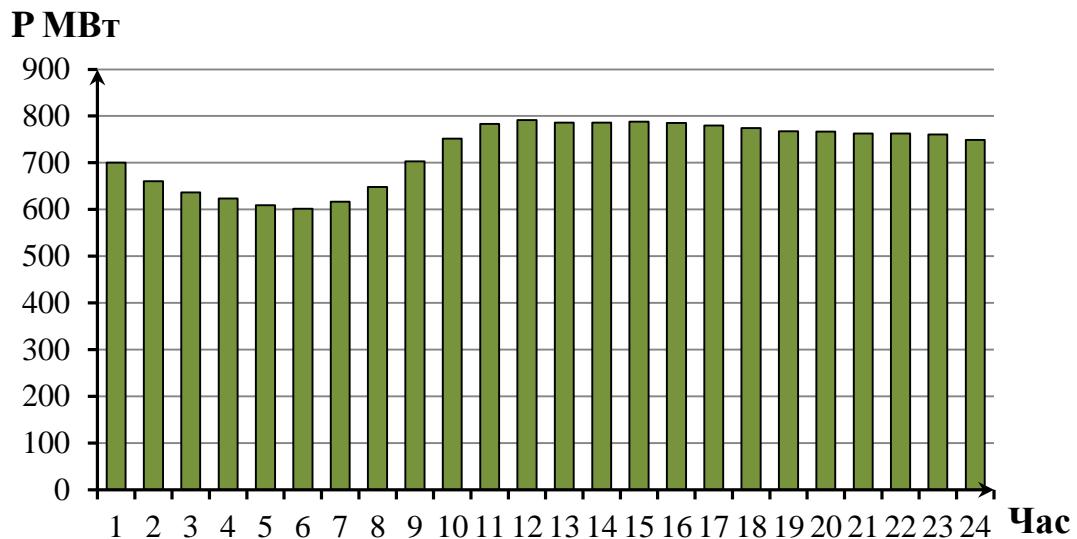


Рисунок 2.3 - График нагрузки ЭС по лету

### 2.3 Построение интегральной кривой нагрузки (ИКН)

Для того, чтобы построить ИКН, необходимо провести некоторые действия с мощностями системы: ранжирование по убыванию, расчет приращения по мощности и выработка, и их координаты приращений соответственно. Вычисленные данные заносим в таблицы 2.6 и 2.7.

Таблица 2.6 - Данные для построения ИКН за зиму

Pран, МВт	ΔP, МВт	Δt, ч	ΔЭ, млн КВт·ч	ΔPсум, МВт	ΔЭ, млн КВт·ч
1197	1	1	0,001	26	0,026
1197	3	2	0,005	29	0,031
1194	2	3	0,005	30	0,036
1193	2	4	0,007	32	0,043
1191	1	5	0,003	33	0,047
1190	11	6	0,065	43	0,111
1180	1	7	0,006	44	0,117
1179	1	8	0,004	45	0,121
1178	3	9	0,025	48	0,146
1175	1	10	0,008	48	0,153
1175	3	11	0,030	51	0,183
1172	4	12	0,047	55	0,230
1168	26	13	0,338	81	0,568
1142	29	14	0,407	110	0,976
1113	13	15	0,189	123	1,164
1100	57	16	0,912	180	2,076

1043	4	17	0,069	184	2,146
1039	44	18	0,788	227	2,933
996	10	19	0,184	237	3,117
986	16	20	0,325	253	3,442
970	8	21	0,177	262	3,619
961	4	22	0,079	265	3,697
958	7	23	0,153	272	3,851
951	924	24	22,182	1196	26,033

Таблица 2.7 - Данные для построения ИКН за лето

Рран, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , млн КВт·ч	$\Delta P_{\text{сум}}$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , млн КВт·ч
792	4	1	0,004	2	0,002
788	2	2	0,003	4	0,005
786	0	3	0,001	4	0,006
786	0	4	0,002	4	0,008
785	2	5	0,012	7	0,020
780	5	7	0,038	16	0,079
774	7	8	0,052	22	0,131
768	1	9	0,007	23	0,137

Продолжение таблицы 2.7

Рран, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta t$ , ч	$\Delta \mathcal{E}$ , млн КВт·ч	$\Delta P_{\text{сум}}$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , млн КВт·ч
767	4	10	0,040	27	0,177
763	1	11	0,006	28	0,184
762	2	12	0,020	29	0,204
761	9	13	0,118	38	0,322
752	3	14	0,039	41	0,360
749	46	15	0,685	87	1,045
703	3	16	0,047	90	1,092
700	40	17	0,676	129	1,768
661	12	18	0,216	141	1,984
649	12	19	0,230	153	2,213
636	13	20	0,263	167	2,477
623	7	21	0,137	173	2,613
617	7	22	0,163	181	2,776
609	8	23	0,180	188	2,957
602	584	24	14,019	772	16,975

По данным столбцов  $\Delta P_{\Sigma}$  и  $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$  из таблиц 2.6 и 2.7 строятся графики ИКН в обратных осях за летний и зимний период соответственно.

### 2.3.1 Размещение ГЭС, входящих в состав Карельского РДУ, на ИКН

ГЭС, находящиеся в собственности Филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» РДУ Республика Карелия: Юшкозерская ГЭС, Подужемская ГЭС и Путкинская ГЭС. Производим вычисления, увеличивая мощность для зимы на 10% и уменьшая на 10% для лета.

$$P_{\text{уст}} = 150 \text{ МВт}$$

$$\Theta_{\text{ср.год.}} = 692 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}$$

Зима:

$$\Theta = \frac{\Theta}{365} + 10\% = \frac{692}{365} + 10\% = 2,1 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.5)$$

Лето:

$$\Theta = \frac{\Theta}{365} - 10\% = \frac{692}{365} - 10\% = 1,7 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.6)$$

### 2.4 Построение годовых графиков нагрузки

Для построения среднегодового графика максимальных нагрузок нужно знать максимальную мощность летнего и зимнего сезона из таблицы 2.5.

$$N_{\text{макс}}^{\text{зима}} = 1197 \text{ МВт}, N_{\text{макс}}^{\text{лето}} = 792 \text{ МВт};$$

Далее расчёт проводится по следующей формуле:

$$N_t = a + b \cos|30^\circ t - 15^\circ|, \quad (2.7)$$

где  $a = \frac{N_{\text{макс}}^{\text{зима}} + N_{\text{макс}}^{\text{лето}}}{2};$   
 $b = \frac{N_{\text{макс}}^{\text{зима}} - N_{\text{макс}}^{\text{лето}}}{2};$   
 $t$  – номер месяца.

Для нашего ОДУ:

$$a = \frac{1197 + 792}{2} = 995 \quad (2.8)$$

$$b = \frac{1197 - 792}{2} = 203 \quad (2.9)$$

Аналогично рассчитываем для средних мощностей:

$$N_{\text{ср}}^{\text{зима}} = 1100 \text{ МВт}, N_{\text{ср}}^{\text{лето}} = 725 \text{ МВт};$$

$$a_{\text{ср}} = 918, b = 193$$

Далее заносим вычисления, представленные в таблице 2.8.

Таблица 2.8 - Среднегодовые мощности РДУ Республики Карелия

	a	b	a ср	b ср
	995	203	918	193
Месяц	Pt, МВт		Pt ср, МВт	
1	1197		1104	
2	1138		1054	
3	1047		967	
4	942		868	
5	851		781	
6	799		731	
7	799		731	
8	851		781	
9	942		868	
10	1047		967	

Продолжение таблицы 2.8

11	1138	1054
12	1191	1104

Ниже на рисунке 2.4 представлен среднегодовой график нагрузки РДУ Республика Карелия.

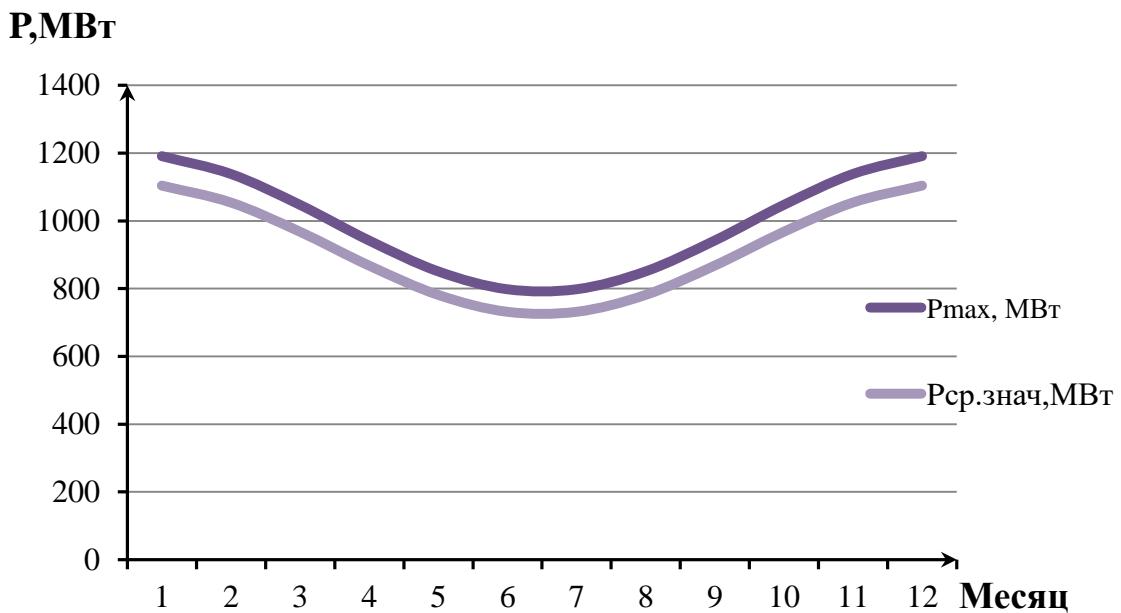


Рисунок 2.4 - Среднегодовой график нагрузки РДУ Республика Карелия

## 2.5 Водно-энергетический расчёт

### 2.5.1 Баланс энергии

Баланс энергии строится на графике средних мощностей среднегодовой нагрузки. На нем откладываются мощности существующих гидроэлектростанций, бытовые мощности и мощности ВХК проектируемой ГЭС. Далее сравниваются два режима работы проектируемой ГЭС (по водотоку, по ВХК). При сравнении этих двух режимов находят избытки бытовой мощности в половодный период.

Результаты расчетов для режима работы на бытовом стоке представлены в таблице А.1 [Приложение А].

Результаты расчетов для режима работы по требованиям ВХК представлены в таблице А.2 [Приложение А].

Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 - Данные для построения баланса энергии

Месяц	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
P <sub>сист.</sub> , МВт	1104	1054	967	868	781	731	731	781	868	967	1054	1104

Продолжение таблицы 2.9

Месяц	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
N <sub>сущ.гэс</sub> , МВт	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
N <sub>быт.</sub> , МВт				65	78	67	61	37	37	42		
N <sub>вхк.</sub> , МВт	27	27	27								27	27
$\Sigma N_{быт} - \Sigma N_{вхк}$	-11	-13	-11	38	51	39	33	9	10	14	-7	-15

С учетом избытка мощности, размещаем на балансе энергии линию гарантированной мощности, так чтобы весь избыток был учтен. В данном случае гарантированной мощности хватило на 4 месяца, которые представлены ниже в таблице 2.10.

Таблица 2.10 - Гарантированные мощности

Месяц	I	II	XI	XII
N <sub>гарант</sub> , МВт	85	40	40	85

Соответственно в месяцы, которые не попали под регулирование, работаем по требованием ВХК.

Баланс энергии предоставлен на рисунке А.1 [Приложение А].

### 2.5.2 Сработка и наполнение водохранилища Р90%

Расчет работы водохранилища ГЭС производится календарным методом на заданный режим среднемесячных мощностей. Обязательным условием для водно-энергетических расчётов является равенство уровней воды в водохранилище в начале и в конце расчётного периода регулирования. Это условие обусловлено необходимостью использования всей полезной ёмкости водохранилища.

Расчет начинается с месяца после окончания половодья, в данном случае это ноябрь. Уровень воды в этом месяце принимается за отметку НПУ(75 м).

Результаты первого расчета сработки водохранилища представлены в таблице А.3 [Приложение А].

По результатам сработки в первой итерации не добрали 0,05 м до НПУ. В связи с этим уменьшаем гарантированную мощность в ноябре, декабре, январе и феврале до значений предоставленных в таблице А.4 [Приложение А].

Исходя из выполненных расчетов, принимаем отметку УМО равной 69,50 м.

График сработки - наполнения водохранилища в маловодном году представлен на рисунке 2.5.

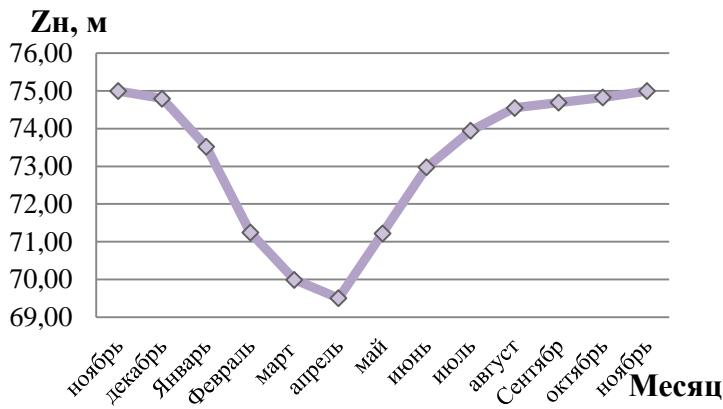


Рисунок 2.5 - График сработки - наполнения водохранилища

## 2.6 Нахождение рабочей мощности

Для выбора рабочей мощности, выполняем построение ИКН для 2 месяцев. Необходимо на каждую ИКН вписать выработку за месяц, предварительно разбив ее минимум на 2 части для работы в базе,пике (полупике) графика нагрузки, а также вписать уже существующие ГЭС.

Выработка базовой части считается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{базы}} = \frac{Q_{\min(\text{вхк})}}{2} \cdot H \cdot k_n \cdot 24 \text{ МВт}\cdot\text{ч} \quad (2.10)$$

где  $H$  – напор в заданный месяц.

Оставшуюся выработку считаем, как разность полной выработки за месяц и выработки в базе. Перемещая катет выработки по графику ИКН меняем рабочую мощность в месяце.

Интегральные кривые нагрузки, вместе вписанной проектируемой ГЭС, а также уже существующими ГЭС представлены на рисунке 2,3 [Приложение А].

## 2.7 Расчёт резервов

Нагрузочный резерв для РДУ составляет 2,0 % от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 8% от максимальной мощности энергосистемы.

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

$$N_{\text{уст}}^{\text{гэс}} = N_{\text{раб.}}^{\text{гэс}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} + N_{\text{рез}}^{\text{авар}} \quad (2.11)$$

где рабочая мощность ГЭС определяется из условия максимума вытеснения тепловых мощностей системы.

В данном проекте  $N_{\text{раб.}}^{\text{гэс}}$  определяется по первому месяцу(январю).

И для этого месяца

$$N_{\text{выт.раб.}}^{\text{гэс}} = 175 \text{ МВт}$$

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

$$N_{\text{рез.с-мы}}^{\text{нагр}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{с-мы}}}{100\%} \cdot 2\% = 23,8 \text{ МВт} \quad (2.12)$$

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

$$N_{\text{рез.с-мы}}^{\text{авар}} = \frac{N_{\text{max}}^{\text{с-мы}}}{100\%} \cdot 8\% = 95,2 \text{ МВт} \quad (2.13)$$

Таким образом, установленная мощность проектируемой ГЭС по формуле (2.11) будет равна:

$$N_{\text{уст}}^{\text{гэс}} = N_{\text{выт.раб.}}^{\text{гэс}} + N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = 175 + 17,5 = 193 \text{ МВт}$$

## 2.8 Построение баланса мощности

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} = \frac{193}{6} = 32 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.14)$$

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} = \frac{165}{6} = 28 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.15)$$

Ремонтная площадь ТЭС:

$$N_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 = \frac{951}{4} + \frac{951}{2} = 714 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.16)$$

Данные для построения баланса мощности представлены в таблице А.5[Приложение А]. Диаграмма баланса мощностей представлена на рисунке А.4[Приложение А].

## 2.9 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

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

Водно - энергетический расчет для средневодного года выполняется аналогично маловодному. Результаты расчета представлены в таблице А.6[Приложение А].

Среднегодовая выработка по первому варианту расчета равна:  $\sum \mathcal{E} = 0,504$  лрд кВт·ч. Таким образом, принимаем выработку и объявляем её среднемноголетней.  $\mathcal{E}_{ср.многолетн.} = 0,504$  млрд кВт·ч.

По данным таблиц сработки - наполнения водохранилища, строится график изменения уровня воды в ВБ в течении года, представленный на рисунке 2.6.

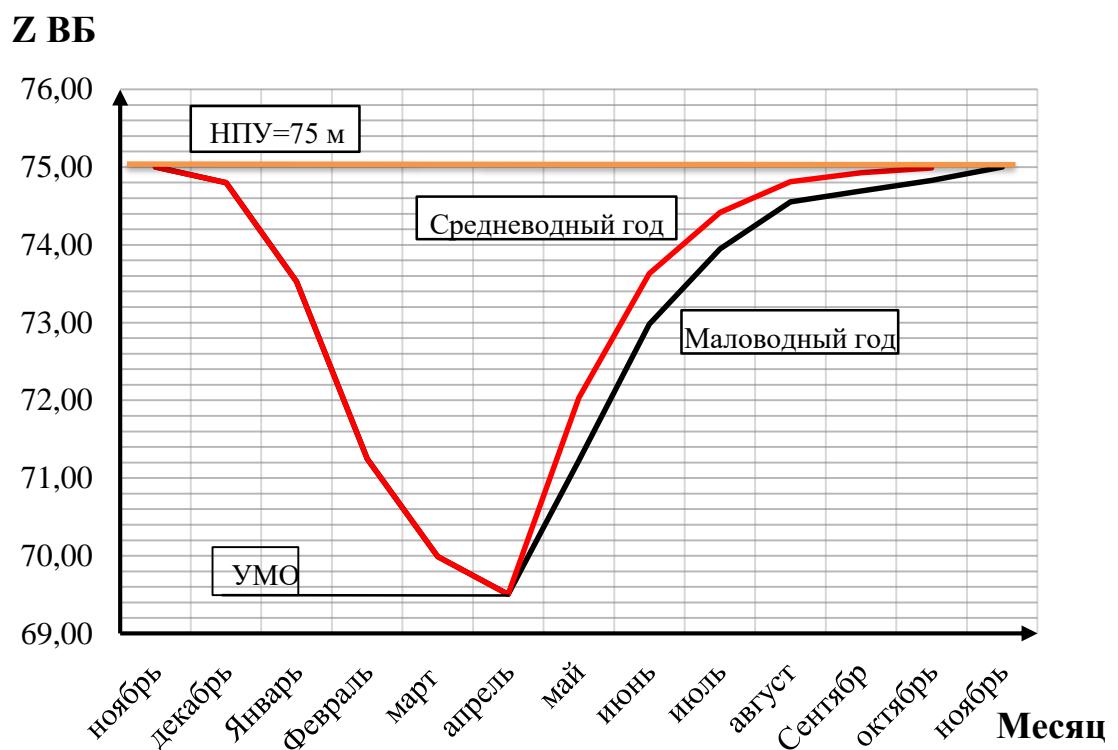


Рисунок 2.6 - График сработки - наполнения водохранилища в течение

года

### **3 Основное и вспомогательное оборудование**

#### **3.1 Построение режимного поля**

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции.

Данные для построения режимного поля представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Данные для построения режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий			Напорные характеристики			Ограничение по мощности		Ограничение по пропуск. способности	
$Q_{НВ}$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$Z_{НВ}^{\text{Лето}}$ , м	$Z_{НВ}^{\text{Зима}}$ , м	$H^{\text{НПУ}}$ , м	$H^{\text{УМО}}$ , м	$H^{\text{ЗВБ1}}$ , м	$Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$H$ , м	$Q$ , $\text{м}^3/\text{с}$	$H$ , м
0,0	45,00	45,00	29,6	24,1	27,0	28,0	795,9	25,0	940,2
90,3	45,66	45,65	29,0	23,5	26,3	27,5	810,4	24,6	931,7
133,7	45,90	45,91	28,7	23,2	26,1	27,0	825,4	24,2	925,0
190,4	46,16	46,17	28,4	22,9	25,8	26,5	841,0	23,7	914,4
266,3	46,44	46,43	28,2	22,7	25,6	26,0	857,2	23,2	905,7
399,4	46,80	46,82	27,8	22,3	25,2	25,5	874,0	22,8	896,9
532,5	47,09	47,08	27,5	22,0	24,9	25,0	891,5	22,3	887,9
665,7	47,34	47,34	27,3	21,8	24,7	24,5	909,6	21,9	878,9
798,8	47,60	47,6	27,0	21,5	24,4	24,0	928,6	21,4	869,8
932,0	47,86	47,86	26,7	21,2	24,1	23,5	948,4	21,0	860,6

Режимное поле проектируемой Кривопорожской ГЭС представлено на рисунке 3.1.

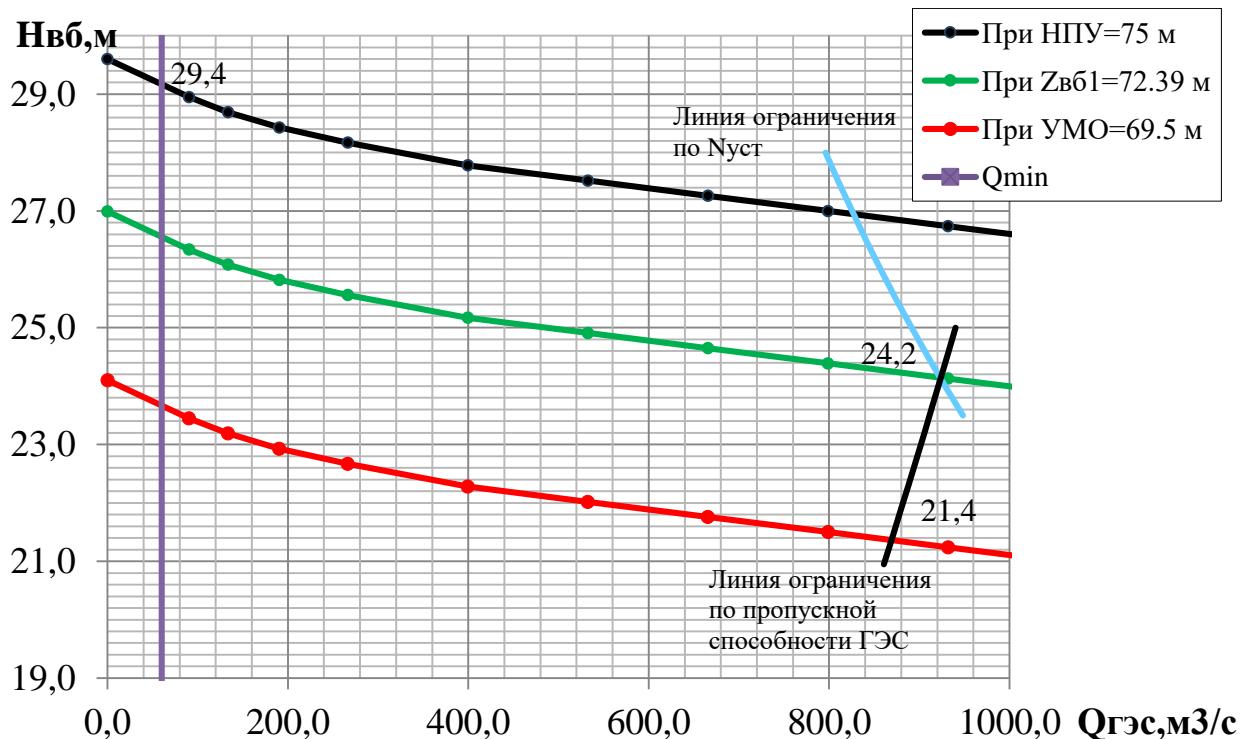


Рисунок 3.1 - Режимное поле проектируемой Кривопорожской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{max} = 29,4$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{min}=Q_{вхк}=60$  м<sup>3</sup>/с;
- расчётный напор  $H_{расч} = 24,2$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;
- минимальный напор  $H_{min} = 21,4$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение  $H_{max}=29,4$  м было близко к предельному напору  $H_{пред}$  выбранного типа, но не превышало его, т.е.  $H_{max} \leq H_{пред}$ , а отношение  $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{21,4}{29,4} = 0,7$  должно быть не меньше справочных данных.

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ 30а-В;
- поворотно-лопастная ПЛ-30б-В.

Параметры моделей данных гидротурбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В	
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{м}$	30	30
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 \text{ opt}}, \text{об/м}$	126	130
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 \text{ opt}}, \text{л/с}$	890	1270
Оптимальный КПД модели	$\eta_m \text{ opt}$	0,920	0,912
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1 \text{ max}}, \text{л/с}$	1950	1900
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1 \text{ max}})$	1,0	1,0
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 \text{ m}}, \text{м}$	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_{\text{mod}}, \text{м}$	0,460	0,460
Температура	$t_{\text{mod}}, ^\circ\text{C}$	5	21

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

$$Q'_{(p1)} = 1,770 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,887 \text{ – для ПЛ30а-В,}$$

$$Q'_{(p1)} = 1,810 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,89 \text{ – для ПЛ30б-В.}$$

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

КПД натурной турбины  $\eta_t$  определим по формуле:

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

$$= 1 - (1 - 0,888) \cdot \left( (1 - 0,75) + 075 \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{0,46}{4,5}\right)^2 \cdot \frac{8}{24,2} \cdot \left(\frac{1,3}{0,98}\right)^2} \right) = \\ = 0,922, \quad (3.1)$$

где  $\eta_{(p1)}$ ,  $D_1m$ ,  $H_m$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;  
 $D_1$ ,  $H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;  
 $v_n$ ,  $v_m$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий  $t_n$  и  $t_m$ ;  
 $\epsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ( $\epsilon=0,75$ ).

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{Gr,sp} = \\ = 9,81 \cdot 1,812 \cdot 4,5^2 \cdot 24,2^{1,5} \cdot 0,922 \cdot 0,97 = 38306,9, \quad (3.2)$$

где  $Q'_{(p1)}$  – приведенный расход в расчетной точке;  
 $\eta_{Gr,sp}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).  
Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{ust}}{N'_a} = \frac{193000}{38306,9} \quad (3.3)$$

где  $N_{ust} = 193$  МВт – расчетная установленная мощность.  
Частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1} = 130 \cdot \frac{\sqrt{24,2 \cdot 1,01}}{4,5} = 142,94, \quad (3.4)$$

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

$\Delta$  - 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

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам

турбины  $H_{\max}$ ,  $H_p$  и  $H_{\min}$ , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{I\max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 4,5}{\sqrt{21,4 \cdot 1,01}} = 145,07 \quad (3.5)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 4,5}{\sqrt{24,2 \cdot 1,01}} = 136,42 \quad (3.6)$$

$$n'_{I\min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} = \frac{150 \cdot 4,5}{\sqrt{29,4 \cdot 1,01}} = 123,77 \quad (3.7)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$\begin{aligned} Q'_I \cdot \eta_T &= \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}} = \frac{32166}{9,81 \cdot 4,5^2 \cdot (1,01 \cdot 24,2)^{1,5}} = \\ &= 1,402 \end{aligned} \quad (3.8)$$

Приведенный расход определяем по формуле:

$$\begin{aligned} Q'_I &= \frac{Q_{\min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{100}{4,5^2 \cdot \sqrt{29,4 \cdot 1,01}} = \\ &= 0,906 \end{aligned} \quad (3.9)$$

где  $Q_{\min}$  – минимальный расход через станцию.

### 3.3 Сопоставление турбин и выбор оптимального варианта

Разместим результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ30а-В в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ30а-В

$D_{1,m}$	4,5	5	5,3	5,6	6	6,3
$\eta_T, \%$	0,928	0,929	0,929	0,930	0,930	0,930
$N'_{\text{агр}, кВт}$	37665,1	46546,0	52327,1	58447,8	67137,2	74050,8
$Z'_a, \text{шт}$	5,12	4,15	3,69	3,30	2,87	2,61
$Z_a, \text{шт}$	6	6	4	4	3	3
$N_{\text{агр}, МВт}$	32166,7	32166,7	48250,0	48250,0	64333,3	64333,3
$\Delta 1$	1,017	1,018	1,019	1,019	1,020	1,020

$n'_c$	139,03	125,19	118,13	111,83	104,41	99,46
$n_c$	142,8	136,4	125	115,4	107,1	100
$n' H_{max}$	117,51	124,65	121,06	118,06	117,36	115,03
$n' H_{расч}$	129,52	137,40	133,43	130,12	129,35	126,79
$n' H_{min}$	137,73	146,11	141,89	138,37	137,55	134,83
$Q'1 \cdot \eta_t$ при $H_{расч}$	1,402	1,136	1,516	1,358	1,578	1,431

Продолжение таблицы 3.3

D1,m	4,5	5	5,3	5,6	6	6,3
$Q'1 \cdot \eta_t$ при $H_{max}$	1,047	0,848	1,132	1,014	1,178	1,069
$Q_{min} H_{min}$	0,993	0,804	0,716	0,641	0,558	0,506
$Q_{max} H_{max}$	1,164	0,943	0,839	0,751	0,654	0,593

Разместим результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ30б-В в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ30б-В

D1,m	4,5	5	5,3	5,6	6	5,3
$\eta_T, \%$	0,922	0,923	0,923	0,924	0,924	0,925
$N' arg, кВт$	38306,9	47346,42	53231,43	59462,58	68309,5	75348,89
$Z'_a, шт$	5,04	4,08	3,63	3,25	2,83	2,56
$Z_a, шт$	6	4	4	3	3	3
$N_{arg}, МВт$	32166,6	48250,0	48250,0	64333,33	64333,33	64333,33
$\Delta l$	1,011606	1,012761	1,013389	1,013975	1,014701	1,015209
$n'_c$	142,94	128,72	121,47	114,99	107,37	102,28
$n_c$	150	136,4	125	115,4	115,4	107,1
$n' H_{max}$	123,77	124,98	121,37	118,36	126,77	123,50
$n' H_{расч}$	136,42	137,76	133,78	130,46	139,73	136,13
$n' H_{min}$	145,07	146,50	142,26	138,73	148,59	144,76
$Q'1 \cdot \eta_t$ при $H_{расч}$	1,402	1,704	1,516	1,811	1,578	1,431
$Q'1 \cdot \eta_t$ при $H_{max}$	1,047	1,272	1,132	1,352	1,178	1,069
$Q_{min} H_{min}$	0,996	0,806	0,717	0,642	0,559	0,507
$Q_{max} H_{max}$	1,167	0,945	0,841	0,753	0,656	0,595

Рассматривая данные турбины с различными диаметрами, делаем вывод, что турбины ПЛ30а-В-500, ПЛ30б-В-500 и ПЛ30б-В-560 не подходят, так как расчётная точка на главной универсальной характеристике находится за пределами рекомендуемой зоной работы, остальные диаметры находятся в допустимом диапазоне.

### 3.4 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

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

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчёт производим по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{H.b.}(Q_{H.b.}) + H_s \quad (3.10)$$

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

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

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

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{H.B.}(Q_{H.B.})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_x = \\ = 10,3 - \frac{45,85}{900} - 0,5 \cdot 29,4 - 1,5 + Z_x = -5,951 \quad (3.11)$$

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

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

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчётных условий;

$Z_{x.p.l.}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для поворотно-лопастных гидротурбин  $Z_{x.p.l.} = 0$ .

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D1, м	Za, шт	nc, об/мин	Na, МВт	Hs1, м	Hs2, м	Hs3, м
ПЛ30а-В	4,5	6	142,8	32166,7	-2,423	-9,773	-9,626
ПЛ30а-В	5,3	4	125	48250,0	-3,599	-11,831	-11,537
ПЛ30а-В	5,6	4	115,4	48250,0	-2,129	-8,891	-8,891
ПЛ30а-В	6,0	3	107,1	64333,3	-4,481	-14,184	-13,585
ПЛ30а-В	6,3	3	100	64333,3	-3,011	-9,480	-9,479

ПЛ306-В	4,5	6	150,0	32166,7	0,811	-5,951	-4,481
ПЛ306-В	5,3	4	125,0	48250,0	-0,659	-9,185	-7,715
ПЛ306-В	6,0	3	115,4	64333,3	-1,835	-10,362	-8,891
ПЛ306-В	6,3	3	107,1	64333,3	0,223	-6,894	-4,775

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину ПЛ306-В-450, так как её высота отсасывания соответствует допустимой. Зона работы данной турбины представлена на рисунке А.1 [Приложение Б].

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитываться для самого неблагоприятного случая, то есть  $H_s = -5,951$ . Для этого случая  $Z_{HB} = 45,85$ . Тогда заглубление по формуле (3.10):

$$VZ_{p.k.} = 45,85 + (-5,951) = 39,899 \text{ м}$$

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

### 3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{nom} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{32,166}{0,81} = 39,7 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (3.12)$$

где  $\cos\varphi$  принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{150} = 40 \quad (3.13)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор СВ-695/155-40. Данные генератора представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Номинальные данные гидрогенератора СВ-695/155-40

Наименование величины	Обозначения	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{nom}$	МВА	44
Номинальная активная мощность	$P_{nom}$	МВт	35

Коэффициент мощности	Cosφ	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	U <sub>ном</sub>	кВ	10,5
Номинальный ток	I <sub>ном</sub>	кА	2,42
Номинальная частота вращения	n <sub>ном</sub>	об/мин	150
Сопротивление обмотки статора	X <sub>d</sub>	о.е.	1
Переходное сопротивление	X' <sub>d</sub>	о.е.	0,28
Сверхпереходное сопротивление	X'' <sub>d</sub>	о.е.	0,21

### 3.6 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, взятый из ГУХ (приложение В):

$$\varphi_{\text{пп}} = 187^\circ 30'$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,663 \cdot D_1 = 1,663 \cdot 4,5 = 7,48 \text{ м} \quad (3.14)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{вх}} = 7 \text{ м}$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вых}} = 6,1 \text{ м}$$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,375 \cdot D_1 = 0,375 \cdot 4,5 = 1,69 \text{ м} \quad (3.15)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 1,69 + 0,0033 \cdot 4,5 = 1,77 \text{ м} \quad (3.16)$$

Допустимая скорость во входном сечении  $v_{\text{вх}} = 4,2 \text{ м/с.}$

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{32166}{9,81 \cdot 24,2 \cdot 0,97 \cdot 0,93} = 149 \text{ м}^3 \quad (3.17)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{149 \cdot 187,5}{360} = 78 \text{ м}^3 \quad (3.18)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{bx} = \frac{Q_i}{v_{bx}} = \frac{78}{7,2} = 18,5 \text{ м}^2 \quad (3.19)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{bx} = r_{bx} - r_a = 7,48 - 3,5 = 3,98 \text{ м} \quad (3.20)$$

Высота входного сечения:

$$b_{bx} = 4,77 \text{ м}$$

В таблице 3.7 представлен расчет бетонной спиральной камеры.

Таблица 3.7 - Гидромеханический расчет бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r <sub>i</sub>	7,48	7,08	6,67	6,27	5,87	5,47	5,06	4,66	4,26	3,86	3,45	3,05
b <sub>i</sub>	4,77	4,46	4,14	3,83	3,52	3,21	2,90	2,59	2,27	1,96	1,65	1,69
a <sub>i</sub>	4,32	4,24	4,16	4,07	3,99	3,91	3,82	3,74	3,66	3,57	3,49	3,50
r <sub>k</sub>	1,24	1,21	1,19	1,16	1,14	1,12	1,09	1,07	1,04	1,02	1,00	1,00
r <sub>k</sub> /r <sub>a</sub>	0,21	0,19	0,17	0,15	0,13	0,11	0,09	0,07	0,04	0,02	0,00	0,00
ln(r <sub>k</sub> /r <sub>a</sub> )	2,14	2,02	1,91	1,79	1,68	1,56	1,45	1,33	1,22	1,10	0,99	0,87
r <sub>i</sub> /r <sub>a</sub>	0,76	0,70	0,65	0,58	0,52	0,45	0,37	0,29	0,20	0,10	0,01	0,14
ln(r <sub>i</sub> /r <sub>a</sub> )	3,62	3,14	2,68	2,24	1,82	1,43	1,07	0,74	0,45	0,19	0,02	0,23
r <sub>k</sub> ·ctgφ	16,1 5	15,8 4	15,5 3	15,2 1	14,9 0	14,5 9	14,2 8	13,9 7	13,6 6	13,3 4	13,0 3	13,0 7
r <sub>k</sub> ·ctgφ·ln(r <sub>k</sub> /r <sub>a</sub> )	3,42	3,04	2,67	2,31	1,96	1,61	1,26	0,93	0,60	0,28 - 0,04	0,0	0,0
m <sub>i</sub>	3,08	2,77	2,46	2,14	1,83	1,52	1,21	0,90	0,59	0,28 - 0,04	0,00	0,00
J <sub>i</sub>	3,52	3,10	2,69	2,30	1,93	1,58	1,25	0,94	0,67	0,42	0,21	0,00
φ <sub>i</sub>	187, 5	165	143	123	103	84	67	50	35	22	11	0
Q <sub>i</sub>	3,98	3,58	3,17	2,77	2,37	1,97	1,56	1,16	0,76	0,36 - 0,05	- 0,05	0,45

По данным таблицы 3.7 строим график зависимости φ<sub>i</sub> = f(r<sub>i</sub>), представленный

на рисунке 3.2.

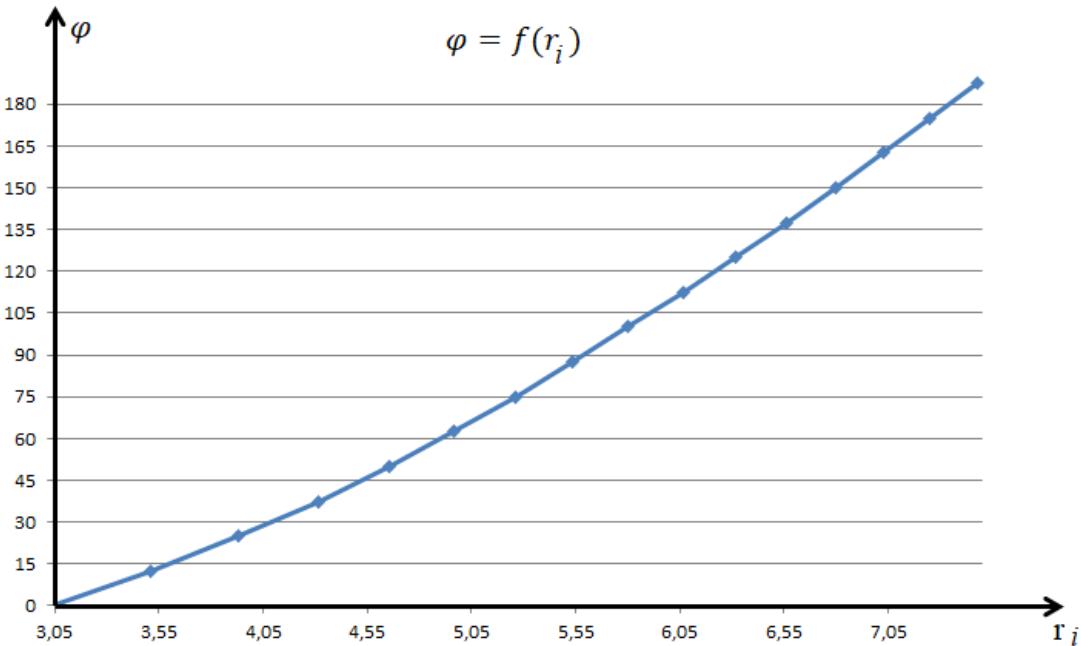


Рисунок 3.2 - График зависимости  $\varphi = f(r_i)$

На основе данных таблицы 5.2, а также построенного графика выполняем теоретический чертеж спиральной камеры.

### 3.7 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

#### 3.7.1 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:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5.1 \cdot M_{kp}}{\tau_{dop}} \right)^{0.33} \quad (3.21)$$

где  $\tau_{dop} = 30 \div 35$  МПа.

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

$$M_{kp} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{cinhx}} = \frac{0,00974 \cdot 32166}{150} = 2,0886 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.22)$$

$$D_B^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot 2,0886}{33} \right)^{0,33} = 0,69 \text{ м}$$

Окончательно принимаем диаметр вала 0,7 метра.

### 3.7.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 32166}{150 \cdot 4,5} = 38,1 \text{ кН} \quad (3.23)$$

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

$$d_{\text{пп}} = 0,7 + 0,02 = 0,72 \text{ м}; \quad (3.24)$$

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

$$Z_{\text{сегм}} = 8 \text{ шт.}$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\text{пп}} * h_{\text{пп}}} \leq [p_{\text{уд}}] \quad (3.25)$$

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

$$U = \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{\text{пп}}}{30} = \frac{3,14 \cdot 150 \cdot 0,72}{30} = 11,3 \text{ м/с} \quad (3.26)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 17,8 = 327,8 \text{ кПа} \quad (3.27)$$

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

Для сегментного подшипника определяется усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{77}{1+2 \cos 45 + 2 \cos 90} = 15,8, \quad (3.28)$$

где  $\alpha$  - центральный угол расположения сегментов, равный :

$$\alpha = \frac{360^0}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{8} = 45 \quad (3.29)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot 17,8 = 565,2 \text{ кПа} \quad (3.30)$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{38,1}{0,25 \cdot 0,3} = 499,6 \text{ кПа}, \quad (3.31)$$

где  $l_{\text{сегм}}$  – длина сегмента в окружном направлении, причем

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,85 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,85 \cdot 3,14 \cdot 0,72}{8} = 0,25 \text{ м} \quad (3.32)$$

$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$  – условие выполнено. Выбранный сегментный подшипник способен воспринять все радиальные нагрузки в процессе работы.

### 3.8 Выбор типа 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 ПЛ30а-В-450 определим тип маслонапорной установки: МНУ 4/1 – 40 – 4 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 4 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), имеющим сливной бак МА 4–2 вместимостью 4 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

### 3.9 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным определяем тип ЭГР. Для поворотно – лопастной турбины принимаем: ЭГР-100-3 – регулятор скорости электрогидравлический с электромеханическим комбинатором вне колонки управления, где:

ЭГР – электрогидравлический регулятор;

100 – диаметр главного золотника;

3 – гидромеханическая колонка 3-го исполнения.

### 3.10 Выбор конструктивной схемы компоновки гидротурбины

Конструктивная схема компоновки гидротурбины в здании ГЭС должна выбираться в соответствии с ОСТ 108.023.105-84. Для выбора схемы компоновки необходимы следующие данные:

Тип генератора: Зонтичный

Номинальные значения  $D_1 = 4,5\text{м}$

Расположение подпятника генератора: на нижней крестовине

Расположения подшипников генератора

Верхнего: в верхней крестовине

Нижнего: -

В результате проведенного анализа было выявлено, что подходит схема компоновки, представленная на рисунке 3.3.

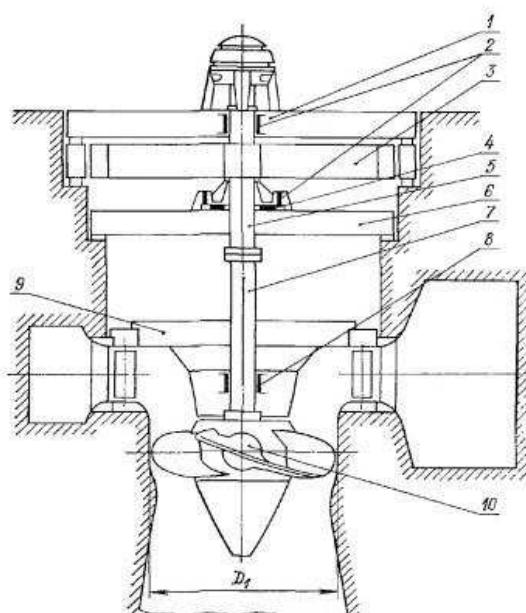


Рисунок 3.3 – Схема компоновки

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Структурные схемы проектируемой Кривопорожской ГЭС

Варианты структурных схем Кривопорожской ГЭС представлены на рисунках 4.1 и 4.2.

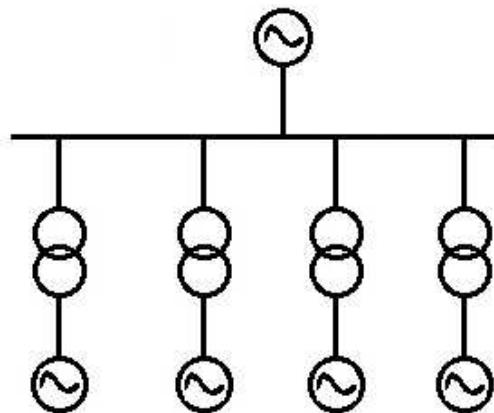


Рисунок 4.1 – Структурная схема с четырьмя одиночными блоками

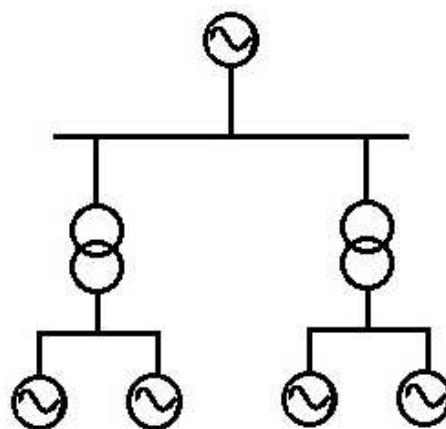


Рисунок 4.2 – Структурная схема с двумя укрупнёнными блоками

### 4.2 Выбор силового оборудования

#### 4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности. Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности

нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = S_{\Gamma \text{ ном}} - S_{\text{с.н.}} = 40 - 1 = 39 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $S_{\text{с.н.}}$  – полная нагрузка собственных нужд, МВА.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираются трансформаторы ТД-40000/220-У1. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1-Каталожные данные трансформатора ТД-40000/220-У1

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДЦ 40000/220	40000	230	10,5	Y <sub>Н</sub> /D-11	40	170	11,0	0,20

Трансформатор имеет охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией воздуха (вид охлаждения ДЦ).

#### 4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупнёнными блоками

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

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

$$S_{\text{пот}} = 2 \cdot S_{\Gamma} - S_{\text{с.н.}} = 2 \cdot 40 - 1 = 79 \text{ МВА} \quad (4.2)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбирается трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Параметры трансформатора ТДЦ-80000/220-У1

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %	Габаритные размеры, мм
		ВН	НН		ХХ	КЗ			
ТДЦ 125000/220	125000	242	10,5	Y <sub>Н</sub> /D-11	90	380	11,0	0,55	8400x5300x7300

Трансформатор имеет охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией воздуха (вид охлаждения ДЦ).

### 4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{T_{c,n.}} \geq S_{c,n.}$$

По каталогу «КПМ» выбираются трансформаторы ТСЗ-4000/20/6 в количестве 2. ТСН устанавливаются в отпайки генераторов Г1, Г3.

Каталожные данные трансформатора собственных нужд представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-4000/20/6

$S_{\text{ном}}$ , МВт	$U_H$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт
	$U_{BH}$	$U_{HH}$			
1,0	10,5	0,4	5,5	19,5	4,1

### 4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством ячеек распределительного устройства высшего напряжения.

Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + u \quad (4.3)$$

где  $E_H$  – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным по приказу Минстроя; в настоящее время  $E_H = 0,15$ .

Суммарная стоимость оборудования находим по формуле:

$$K = t \cdot K_{KPUЭ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{c,n.}}, \quad (4.4)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформаторов;

$K_{T_{c,n.}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{OPU}$  – стоимость ячейки КРУЭ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек КРУЭ.

Суммарная стоимость оборудования по формуле (4.4) равна:

$$K_{\text{од.бл.}} = 10 \cdot 32000 + 6 \cdot 28000 + 3 \cdot 976 = 490,928 \text{ млн. руб};$$

$$K_{\text{укр.бл.}} = 7 \cdot 32000 + 3 \cdot 47550 + 3 \cdot 976 = 369,578 \text{ млн. руб};$$

Суммарные затраты по формуле (4.3):

$$Z_{\text{од.бл.}} = 0,15 \cdot 490,928 + 7,285 = 80,925 \text{ млн. руб}$$

$$Z_{\text{укр.бл.}} = 0,15 \cdot 369,578 + 2,156 = 57,593 \text{ млн. руб}$$

Так как разница между затратами по вариантам составляет 28,8%, то выбор структурной схемы производится по минимальным затратам. Выбираем схему с укрупненными блоками и трансформаторами ТДЦ-80000/220-У1,ХЛ1.

#### 4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

##### 4.5.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ:

$$S_{\Sigma} = n_r \cdot (S_r - S_{ch}) \quad (4.5)$$

$$S_{\Sigma} = 6 \cdot (44 - 2,41) = 249,525 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{S_{py} \cdot \cos \varphi_c}{P_{\text{нат.}} \cdot K} + 1 = \frac{191,07}{135 \cdot 1,2} + 1 = 2,18 = 3, \quad (4.6)$$

где  $P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}$  – натуральная мощность линии 220 кВ;  
Вычисляется рабочий ток в линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{py}}{\sqrt{3} n_l \cos \varphi_c U_{\text{ном}}} = \frac{249,525}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = 218 \text{ А} \quad (4.7)$$

Рабочий ток в утяжелённом режиме, при выходе из строя одной линии:

$$I_{\text{раб,ут}} = \frac{S_{\text{py}}}{\sqrt{3}(n_{\text{л}}-1)\cos\varphi_{\text{c}}U_{\text{ном}}} = \frac{249,525}{\sqrt{3}\cdot(3-1)\cdot220} = 327 \text{ A}; \quad (4.8)$$

Сечение проводов выбирается по расчётной токовой нагрузке:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб,ут}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 327 \cdot 1,05 \cdot 1 = 228,9 \text{ A}, \quad (4.9)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки  $T_{\text{нб}}$  и коэффициент её попадания в максимум энергосистемы.

Выбирается провод АС 240/32 с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$ ,  $x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$ .

#### 4.5.2 Выбор схемы распределительного устройства

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

Число присоединений РУ 110 кВ - 6:

- 3 ВЛ 220 кВ;
- 3 блока;

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

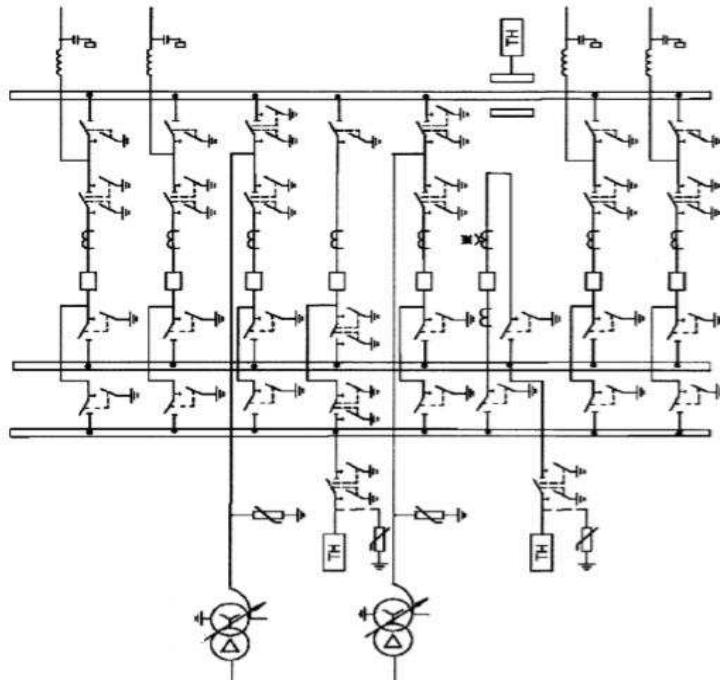


Рисунок 4.3 - Структурная схема РУ - 220 кВ

#### 4.6 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт тока КЗ производится в ПК RastrWin3 в соответствии с методическими указаниями. Ниже определены величины, необходимые для расчёта:

$$K_T = \frac{U_{\text{HH}}}{U_{\text{BH}}} = \frac{10,5}{242} = 0,045 \quad (4.10)$$

$$X_T = \frac{U_{\text{K\%}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{H}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,53 \text{ Ом} \quad (4.11)$$

$$X_{\Gamma} = X_d'' \frac{U_{\text{H}}^2}{S_{\text{H}}} = 0,21 \frac{10,5^2}{44} = 0,526 \text{ Ом} \quad (4.12)$$

$$X_C = \frac{U_{\text{C}}^2}{S_{\text{KZ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,67 \text{ Ом} \quad (4.13)$$

$$X_{\text{Л}} = \frac{X_{0, \text{уд}} \cdot l}{n_{\text{л}}} = \frac{0,435 \cdot 50}{3} = 7,25 \text{ Ом} \quad (4.14)$$

На рисунках 4.4, 4.5, 4.6 представлены исходные данные из таблиц программы, необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1				зак	1	Блок 1		11				
2				зак	2	Блок 2		11				
3				зак	3	Блок 3		11				
4				у	4	ОРУ		230				
5				у	5	Система		230				
6				у	6	Г1		11				
7				у	7	Г2		11				
8				у	8	Г3		11				
9				у	9	Г4		11				
10				у	10	Г5		11				
11				у	11	Г6		11				

Рисунок 4.4 – Узлы

Узлы/Несим/Ид													Ветви/Несим/Ид	Генератор/Несим	Состав/Несим
O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Kт/г
1		Тр-р		Тр-р	4	1		ОРУ - Блок 1	1,61	80,52					0,046
2		Тр-р		Тр-р	4	2		ОРУ - Блок 2	1,61	80,52					0,046
3		Тр-р		Тр-р	4	3		ОРУ - Блок 3	1,61	80,52					0,046
4		ЛЭП		Выкл	4	5		ОРУ - Система	1,97	7,25					
5		Выкл		Выкл	1	6		Блок 1 - Г1							
6		Выкл		Выкл	1	7		Блок 1 - Г2							
7		Выкл		Выкл	2	8		Блок 2 - Г3							
8		Выкл		Выкл	2	9		Блок 2 - Г4							
9		Выкл		Выкл	3	10		Блок 3 - Г5							
10		Выкл		Выкл	3	11		Блок 3 - Г6							

Рисунок 4.5 - Ветви

Узлы/Несим/Ид													Ветви/Несим/Ид	Генератор/Несим	Состав/Несим
S	s0	N	Название			N узла	r	x	r2	x2	r0	x0	E		
1		1	Г1			6	0,010	0,530	0,010	0,530			11,865		
2		2	Г2			7	0,010	0,530	0,010	0,530			11,865		
3		3	Г3			8	0,010	0,530	0,010	0,530			11,865		
4		4	Г4			9	0,010	0,530	0,010	0,530			11,865		
5		5	Г5			10	0,010	0,530	0,010	0,530			11,865		
6		6	Г6			11	0,010	0,530	0,010	0,530			11,865		
7		7	Система			5	7,054	352,670	7,054	352,670			230,000		

Рисунок 4.6 - Источники мощности

На рисунке 4.7, 4.8 представлены результаты расчета.

Узлы/Несим/Ид													Ветви/Несим/Ид	Генератор/Несим	Состав/Несим
S	N	N сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1					
1	1	1	3ф	5					2,3364	-87,74					

Рисунок 4.7 - Состав для трехфазного КЗ

Состав/Несим											
	S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	dI1
1		1	1	1ф	5					1,1681	-87,74

Рисунок 4.8 - Состав для однофазного КЗ

Результаты расчета токов трехфазного короткого замыкания на генераторном напряжении представлены на рисунке 4.9.

Состав/Несим											
	S	№	№ сост	Тип	П1	П2	П3	П4	L	I1	dI1
1		1	1	3ф	6					45,7429	-88,89

Рисунок 4.9 - Состав для трехфазного КЗ

Полученные ранее результаты расчета представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Результаты расчета токов КЗ для характерных точек схемы

№ строки	Тип	$I_{\text{п.0}}$	$i_y$
K1	3ф	45,74	116,38
K2	3ф	2,33	5,93
K2	1ф	3,5	8,91

## 4.7 Выбор электрических аппаратов

### 4.7.1 Выбор генераторного выключателя

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1)  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,с}}$
- 2)  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{Граб max}}$
- 3)  $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{п.0}}$

$$I_{\text{Граб max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Гном}}} = 1,05 \cdot \frac{44}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,54 \text{ кА} \quad (4.15)$$

По каталогу «Электроаппарат» выбирается генераторный аппаратный комплекс КАГ-20 на базе генераторного элегазового выключателя ВГГ-20, представленный в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Паспортные данные ВГГ-20-90/8000

$U_{\text{ном}}, \text{kV}$	$U_{\text{maxраб}}, \text{kV}$	$I_{\text{ном}}, A$	$I_{\text{откл}}, kA$	$I_{\text{пр.СКВ}}, kA$	$I_{\text{терм}}, kA$	$t_{\text{откл}}, c$	$t_T, c$
-----------------------------	--------------------------------	---------------------	-----------------------	-------------------------	-----------------------	----------------------	----------

20	27,5	8000	90	230	90	0,03	3
----	------	------	----	-----	----	------	---

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = \sqrt{2} \cdot 45,7 \cdot \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{0,045}} \right) = 116,38 \text{kA} \quad (4.16)$$

$$i_{\text{уд}}^{\Gamma} < I_{\text{пр.скв}}$$

$$116,38 < 230$$

Проверка на термическую стойкость:

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{\text{к.расч}} = I_{no}^2 \cdot (t_B + t_{p3}) = 45,7^2 \cdot (0,05 + 0,01) = 125,31 \text{kA}^2 \cdot \text{s} \quad (4.17)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_t = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{kA}^2 \cdot \text{s} \quad (4.18)$$

$$B_{\text{к.расч}} < B_{\text{кном}}$$

$$125,31 \text{kA}^2 \cdot \text{s} < 24300 \text{kA}^2 \cdot \text{s}$$

#### 4.7.2 Выбор выключателей и разъединителей ОРУ 220 кВ

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_L \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{\Gamma_1-\Gamma_4 \text{ nom}} - S_{\text{ch}}}{\sqrt{3} \cdot n_L \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{(40 \cdot 6) - 1,93}{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 220} = \\ = 208 \text{ A} \quad (4.19)$$

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

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_L - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{(40 \cdot 6) - 1,93}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 312 \text{ A} \quad (4.20)$$

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РПД-220/1250 У1, представленные в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РПД-220/1250 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 208 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$
$I_{n0} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 8,86 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 64 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{T.ст}} = 25 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 3,5^2 \cdot (0,1 + 0,01) =$ $= 1,347 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

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

#### 4.7.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТВГ-220-III-2000/5. Производитель ЗАО «Энергомаш».

Проверка трансформатора тока ТВГ-220-III-2000/5 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8- Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 208 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$
$i_y < i_{\text{дин}}$	$8,86 \text{ В} \cdot \text{А}$	$50 \text{ В} \cdot \text{А}$

	$B_{k,расч} = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз})$ = $= 3,5^2 \cdot (0,1 + 0,01) =$ $= 1,35 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$
--	--	--

Выбран оптический трансформатор напряжения ДНЕЭ-220. Производитель ЗАО «ПРОФОТЕК». Параметры оптического трансформатора напряжения ДНЕЭ-220 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 - Выбор и проверка оптического трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_{сети} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$S_2 < S_{2ном}$	$8 \text{ В} \cdot \text{А}$	$30 \text{ В} \cdot \text{А}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-220/163/10/2III(IV)УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

#### 4.7.4 Выбор автоматического выключателя на 0,4 кВ

$$I_{ном} = \frac{S_{ch}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{арп}} = \frac{4800}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 4} = 1732 \text{ А} \quad (4.21)$$

Выбираем автоматический выключатель ВА-СЭЩ-LVA-2000с номинальным током отключения  $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ .

## 5 Релейная защита и автоматика

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

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

### 5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра	Параметр
генератор	Тип	СВ – 695/155-40
	номинальная мощность	полная, МВА активная, МВт
		44 35
	номинальное напряжение, кВ	10,5
	коэффициент мощности cosφ	0,8
	частота тока, Гц	50
	частота вращения, об/мин	150
	число фаз обмотки статора	3
	номинальный ток статора, А	2420
	ток ротора при номинальной нагрузке, А	1090
	индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.	синхронное $X_d$ переходное $X'_d$ сверхпереходное $X''_d$
		1,00 0,28 0,21
трансформатор	емкость обмотки статора, мкФ	0,82
	соединение фаз обмотки статора	«звезда»
	Тип	ТДЦ 80000/220-У1
	номинальное напряжение, кВ	ВН НН
трансформатор возбуждения ГЭС	напряжение короткого замыкания, %	242 10,5 11
	Тип	ТСЗ-600/10,5/0,4
	номинальная полная мощность, кВА	600
	номинальное напряжение, кВ	ВН НН
		10,5 6
	напряжение короткого замыкания, %	10,5

## 5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{44000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2419 \text{ A}, \quad (5.1)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность генератора СВ-695/155-40;

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

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт нн}}} = \frac{2419 \cdot 1}{3000/5} = 4,03 \text{ A}, \quad (5.2)$$

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

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

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном т}}} = \frac{44000}{\sqrt{3} \cdot 242} = 104,9 \text{ A}, \quad (5.3)$$

где  $S_{\text{ном т}}$  – номинальная полная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{ном т}}$  – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{тт вн}}} = \frac{104,9}{200/5} = 2,62 \text{ A}, \quad (5.4)$$

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

Выбор трансформатора возбуждения:

Принимает трансформатор ТСЗ-600/10,5/0,4

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{вн те}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 32,99 \text{ A}, \quad (5.5)$$

где  $S_{\text{ном сн}}$  – номинальная полная мощность трансформатора возбуждения.

Вторичный ток трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{вн те}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{тт вн те}}} = \frac{32,99}{40/5} = 4,12 \text{ A} \quad (5.6)$$

$$I_{\text{вн те}_p}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном пот}}^{(1)} \cdot U_{\text{нн.те}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{вн те}} \cdot K_{\text{тт вн те}}} = \frac{1090 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5 \cdot 40/5} = 4,24 \text{ A} \quad (5.7)$$

### 5.2.1 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе гидрогенераторе СВ-695/155-40:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 80000/220 У1:

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

- Защита от перегрева масла;
- Защита от перегрева обмотки.

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:
  - дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- Резервные защиты:
  - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
  - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
  - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

### **5.3 Описание защит и расчет их уставок**

#### **5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ )**

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{ном}} = 2420 \text{ A}$ .

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

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2420 = 121 \text{ A}, \quad (5.8)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;  
 $f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;  
Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_h \cdot I_{\text{нб(н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot 2420, \quad (5.9)$$

где  $K_h$  – коэффициент надежности, равный 2.

$$I_{\text{ср.0}} \geq 242 \text{ А.}$$

Принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_h = 0,15 \cdot 2420 = 363 \text{ А} \quad (5.10)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

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

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

$$I_{\text{макс}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_h = \frac{1,15}{0,21} \cdot 2420 = 13252,38 \text{ А}, \quad (5.12)$$

где  $E_d''$  – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,15;  
 $x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,21.

Следовательно, максимальный ток небаланса равен по (5.11):

$$I_{\text{нб(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 13252,38 = 1325,24 \text{ А}$$

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{нб(КЗ)}} \cdot K_h}{I_T}, \quad (5.13)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, 2;  
 $I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора и равен  $I_{\max}$ .  
Тогда:

$$K_T > \frac{1325,4 \cdot 2}{13252,38}$$

$$K_T > 0,2$$

Исходя из условия (5.13)  $K_T$  принимается равным 0,3.

3) Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (4.7) и равна:

$$I_{HT} = \frac{I_{cp.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H \quad (5.14)$$

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

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

Исходя из условия (5.15) типовое значение уставки принимается равным  $1,5 \cdot I_H$ .

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1.

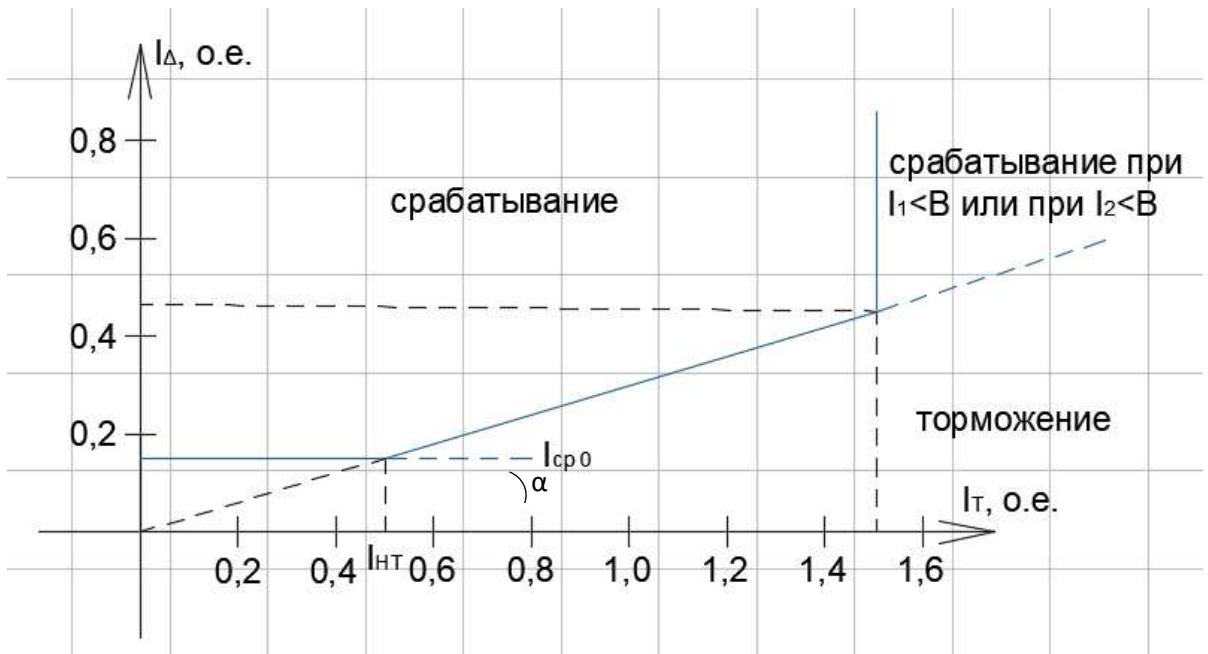


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

### 5.3.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_{N}$ ( $U_0$ ))

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_0$  эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Схема замещения для определения напряжения  $U_0$  эл.ст. приведена на рисунке 5.2.

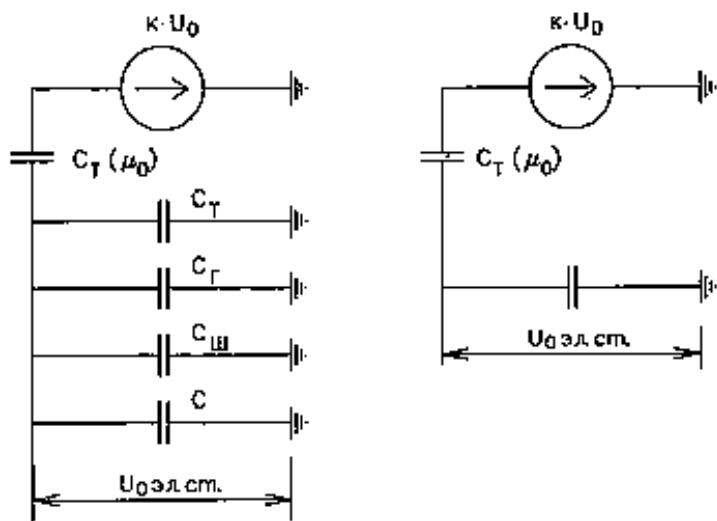


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения  $U_0$  эл.ст.

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:  
 $C_T$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 0,7;  
 $C_T$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;  
 $C_W$  – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C_{\text{ВГ}}$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{\text{T}} + C_{\Gamma} + C_{\text{III}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,82 + 0,008 + 0,26 = \\ = 1,095 \text{ мкФ} \quad (5.15)$$

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.16)$$

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

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_{\text{T}}(\mu_0)}{C_{\text{T}}(\mu_0) + C_{\Sigma}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,095} = \\ = 252,41 \text{ В}, \quad (5.17)$$

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

$C_{\text{T}}(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ.

Суммарный емкостный ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{L}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,095 = 6,25 \text{ А} \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{cp}} \geq \frac{K_{\text{H}}}{K_{\text{B}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{TH}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}, \quad (5.19)$$

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

$K_{\text{B}}$  – коэффициент возврата – 0,95;

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

$$U_{\text{cp}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\frac{10,5 \cdot \sqrt{3}}{(100)}} \cdot 252,41$$

$$U_{cp} \geq 2,19 \text{ В}$$

Принимаем следующие уставки:  $U_{01G}$  с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;  $U_{02G}$  с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;  $U_{0G}$  с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_t + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,3226 \quad (5.20)$$

Из выражения 4.14 видно, что орган  $U_{03}$  при  $K_t$  равном 1,1 работает селективно и защищает 32,26 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

### 5.3.3 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_h}{n_{th}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.21)$$

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

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_h}{n_{th}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.22)$$

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

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

#### **5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)**

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_{\text{H}}}, \quad (5.23)$$

где  $I_2$  – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

$I_{\text{H}}$  – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.24)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной:

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

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

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

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

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

Уставка в относительных единицах равна:

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

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

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{пуск}} = I_{*2\text{пуск}} \cdot I_H = 0,18 \cdot 4,03 = 0,73 \text{ A} \quad (5.27)$$

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

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

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

$$t_{\text{cp}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} \quad (5.29)$$

Отсюда:

$$A_{\text{ио}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{cp}} \quad (5.30)$$

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

Таблица 5.2 - Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_H$	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

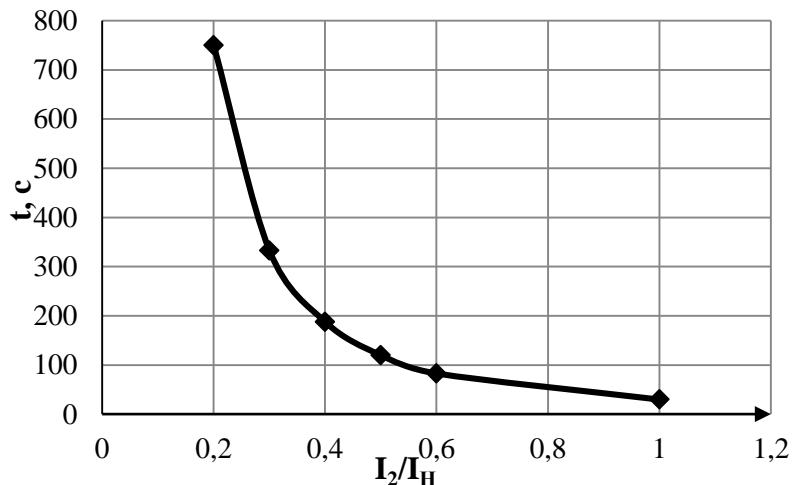


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

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. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ( $t_{охл}$ ) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ( $t_{охл} = 100$  с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

По условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$x_d'' = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{вн}}^2}{U_{\text{нн}}^2} = 0,21 \cdot \frac{242^2}{10,5^2} = 111,6 \quad (5.31)$$

$$x'_\lambda = x_{0,\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\phi,\text{ном}}^2} = 0,435 \cdot 50 \cdot \frac{44}{242^2} = 0,163 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

$$\begin{aligned} I_{\text{КА1.}}^{(2)} &= \frac{E_\Sigma}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{2 \cdot 111,6 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,163} \\ &= 0,005 \text{ о. е.} \end{aligned} \quad (5.33)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3}^* = 2 \cdot I_{\text{KA1.}}^{(2)} \cdot K_t = 2 \cdot 0,005 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,23 \text{ о. е} \quad (5.34)$$

При двухфазном к.з в конце линии:

$$I_{2C.3} \leq \frac{I_{2C.3}^*}{K_q} = \frac{0,23}{1,2} = 0,19 \text{ о. е} \quad (5.35)$$

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

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

### 5.3.5 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{H}} \cdot I_{\text{H}}}{K_{\text{B}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{H}} = 4,31, \quad (5.36)$$

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

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

Выдержка времени 9,0 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{H}} = 4,43 \quad (5.37)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

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

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора.

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

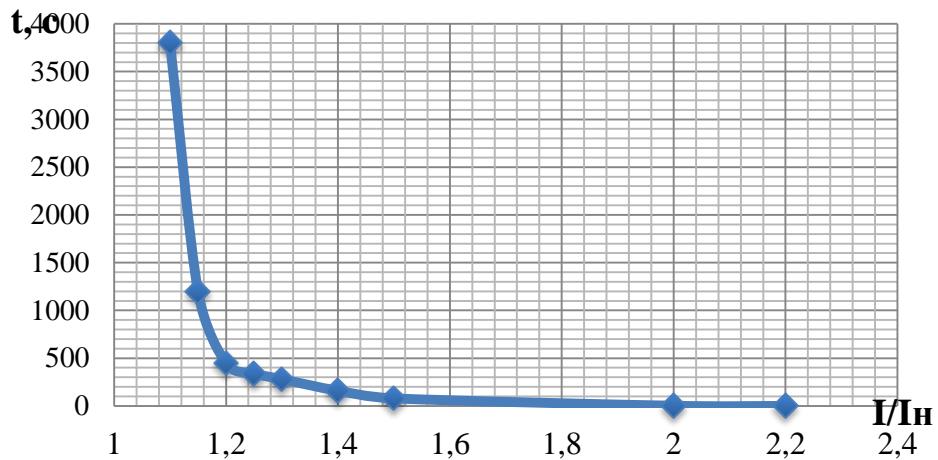


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{ном}} = 6,17 \text{ А} \quad (5.38)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66,02 \text{ В} \quad (5.39)$$

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

### 5.3.6 Дистанционная защита генератора ( $Z_1 <$ ), ( $Z_2 <$ )

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

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

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка

времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

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

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

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1L} = 0,8 \cdot 80,52 + \frac{0,8}{4} \cdot 7,5 = 65,9 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне;

$Z'_{1L}$  – сопротивление линии;

$K_T$  – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{80} = 80,52 \text{ Ом} \quad (5.41)$$

Сопротивление линии:

$$Z'_{1L} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{7,25^2 + 1,97^2} = 7,50 \text{ м} \quad (5.42)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{44}{80} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{44}{242^2} \cdot 7,5 = 0,05$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,05 \cdot 2,51 = 0,13 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{нг}}} = \frac{10,5^2}{44} = 2,51 \text{ Ом} \quad (5.44)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,13 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,74 \text{ Ом} \quad (5.45)$$

Принимается уставка  $Z_{1C3} = 0,74 \text{ Ом}$ .

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2420} = 2,5 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.н.ом}}}{I_{\text{в.х.х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1090}{545} - 0,95}{1} = 3,05, \quad (5.47)$$

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:

$$Z_{*\text{нагр.ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.48)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34 \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{нагр.ф}} = 70,1^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{c3II} = \frac{Z_{*\text{нагр.ф}}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,34}{1,1} = 0,31 \text{ о. е.} \quad (5.50)$$

$$Z_{c3II} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_6 = 0,31 \cdot \frac{10,5^2}{44} = 0,78 \text{ Ом} \quad (5.51)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{c3II} = \frac{Z_{c3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,78 \cdot 3000/5}{10500/100} = 4,46 \text{ Ом} \quad (5.52)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 4,46 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{cm1} = 0,016 \text{ Ом}$ ,  $Z_{cm2} = 0,093 \text{ Ом}$ .

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

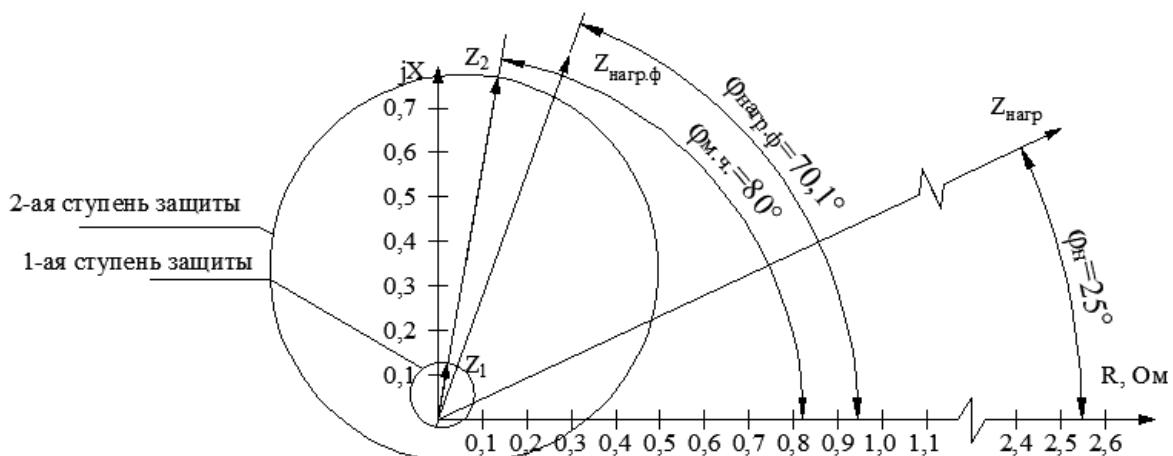


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

### 5.3.7 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:

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

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

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

Уставка пускового органа:

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

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

Таблица 5.4 - Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_H$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

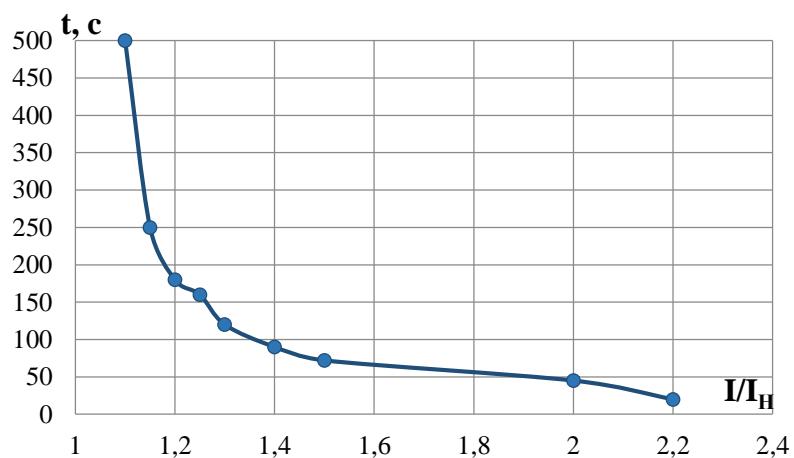


Рисунок 5.5 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки:

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

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

## 5.4 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 - Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,60 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка нач. торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,02 A
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,04 A
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	- 5 B
		$t_2$	$U_{02G}$	- 10 B
		$t_3$	$U_{0G}$	- 15 B
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	140 B
		1 тупень	$U_{CP1}$	120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	0,07 · $I_H$ 0,28 A
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$ 0,73 A
		OTC I	$I_{2С.З.}$	$0,19 \cdot I_H$ 0,77 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$ 4,31 A
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$ 4,4 A
		OTC	$I_{1OTC}$	$1,531 \cdot I_H$ 6,17 A
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,05 0,74 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,31 4,46 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{HOM.P}$ 4,54 A
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{HOM.P}$ 4,66 A
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,24 \cdot I_{HOM.P}$ 9,50 A

Матрица отключений представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 - Матрица отключений

Защиты				Отключение В/Г			Гашение полей		Останов турбины и сброс АРЗ		Пуск ПЖТ ГГ		Отключение В-220 и В-ТСН		Разгрузка по мощности		Предупредительный сигнал		
Наименование	Обозначение																		
Диф. Защита продольная	IΔG			+	+	+													
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>																+	
		t <sub>2</sub>																+	
		t <sub>3</sub>		+	+	+													
ЗПН	U >	U <sub>03</sub>		+	+	+													
		1 ступень	t <sub>1</sub>	+	+	+													
		2 ступень	t <sub>2</sub>	+	+														
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	CO																+	
		ИО		+	+														
		OTC I	t <sub>2</sub>															+	
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>		t <sub>3</sub>	+	+														
	CO																+		
	ИО		+	+															
ДЗ	Z <	OTC	t <sub>2</sub>															+	
			t <sub>3</sub>	+	+													+	
			1 ступень	t <sub>1</sub>														+	
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	t <sub>2</sub>	+	+	+	+												+	
		t <sub>3</sub>	+	+														+	
		CO																+	
		ИО		+	+													+	
		Отсечка		+	+													+	

## **6 Компоновка сооружения и гидроузла**

### **6.1 Состав и компоновка гидроузла**

В состав сооружения входят:

- водосбросная бетонная плотина гравитационного типа;
- станционная часть плотины;
- правобережная глухая бетонная плотина;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- глухая сопрягающая водосливную и бетонную.

### **6.2 Определение класса плотины и отметки гребня плотины**

#### **6.2.1 Определение класса гидротехнического сооружения**

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

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований,  $N_{уст}$ , количество населения в НБ. В соответствии с постановлением Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986.

$N_{уст} = 193$  МВт, что соответствует II классу сооружения.

Ближайший населенный пункт ниже по течению (город Кемь) находится на расстоянии 40 км от створа проектируемой ГЭС с населением 11,6 тыс.чел. Присваивается I класс сооружения, так как численность людей находится в пределах более 3000 человек.

Высота ГТС находится в пределах 25 - 60 м, что соответствует III классу сооружения. Грунт основания - гранит. На основании этих показателей предусмотрен II класс. На основании этих данных можно сделать вывод, что ГТС имеет I класс.

#### **6.2.2 Определение отметки гребня бетонной плотины**

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

$$\nabla ГГП = \nabla НПУ + h_s, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = \Delta h_{set} + h_{run1\%} + a, \quad (6.2)$$

где  $h_s$  – высота ветрового нагона;

$h_{run1\%}$  – высота наката волн на напорной грани;

$a$  – конструктивный запас, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класс – 0,8 м, II – 0,6 м, III-IV – 0,4 м.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле:

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

где  $v = 24 \text{ м/с}$  – расчетная скорость ветра;

$K_w$  – коэффициент, зависящий от скорости ветра, равный:

$$K_w = 3 \cdot (1 + 0,3 \cdot v) \cdot 10^{-7} = 2,46 \cdot 10^{-6}, \quad (6.4)$$

где  $L = 3660 \text{ м}$  – длина разгона волны;

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

$d$  – средняя глубина водохранилища перед плотиной:

$$d = \frac{\nabla HPU - \nabla dna}{2} = \frac{75-45}{2} = 15 \text{ м} \quad (6.5)$$

Принимаем  $\Delta h_{set} = 0$  и находим высоту ветрового нагона волны в первом приближении по формуле (6.3):

$$\Delta h_{set} = 2,46 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{24^2 \cdot 3660}{9,81 \cdot 15} \cdot \cos 0^\circ = 0,035 \text{ мм}$$

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

Вычисляем безразмерные величины:

$$\frac{g \cdot L}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 3660}{24^2} = 62,3 \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{v} = \frac{9,81 \cdot 21600}{24} = 8829, \quad (6.7)$$

где  $t$  – период развития волн на водохранилище.

Из графика по верхней огибающей кривой по значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяем параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$ . В таблице 6.1 представлены данные безразмерные величины.

Таблица 6.1 –Определение безразмерных величин

Безразмерные величины	$\frac{g\bar{h}}{\nu^2}$	$\frac{g\bar{T}}{\nu}$
$\frac{gL}{\nu^2}$	0,014	1,35
$\frac{gt}{\nu}$	0,75	3,8

Принимаем наименьшие значения  $\frac{g\bar{h}}{\nu^2} = 0,014$  и  $\frac{g\bar{T}}{\nu} = 1,35$  и определяем параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,35 \cdot \nu}{g} = \frac{1,35 \cdot 24}{9,81} = 3,3 \text{ с} \quad (6.8)$$

Найдем среднюю длину волны по формуле:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,3^2}{2 \cdot 3,14} = 17 \text{ м} \quad (6.9)$$

Проверка на глубоководность:

$$d \geq \frac{\bar{\lambda}}{2} = 15 \geq 8,5 \rightarrow \text{условие выполняется, т. е. зона глубоководная.}$$

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 2,1 \cdot 0,82 = 1,72 \text{ м} \quad (6.10)$$

где  $k_i$  –коэффициент, определяемый по графику в зависимости от значения  $\frac{gL}{\nu^2}$ ,  $k_i = 2,1$ .

Высоту наката волн 1 % обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяем по формуле:

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,12 \cdot 2,3 \cdot 1,72 = \\ = 3,98 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где  $k_r = 1$  и  $k_p = 0,9$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП;

$m = 1,5$  – заложение откоса, тогда  $k_{sp} = 1,12$ ;  
 $k_{run} = 2,3$  – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны  $\frac{\bar{\lambda}}{h_{1\%}} = 9,8$ .

Отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla \Gamma \Gamma P = \nabla HPU + h_s = 75 + 0,035 + 3,98 + 0,8 = 79,8 \text{ м}$$

### 6.3 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

#### 6.3.1. Определение ширины водосливного фронта

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_{p.osn} = Q_{max osn} - Q_{GA} \cdot (n - 1), \quad (6.12)$$

где  $n$  – количество проектируемых ГА.

$$Q_{p.osn} = 1546 - 149 \cdot (6 - 1) = 801 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.13)$$

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} = 5 \cdot 3,4 = 17 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.14)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_B = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 17 = 21,25 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.15)$$

где  $h_{HB} = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 48,4 - 45 = 3,4 \text{ м}$  – глубина воды в НБ, определяется по кривой  $Q = f(H)$  при  $Q_{max osn}$ ;

$[v_h] = 5 \text{ м/с}$  – допустимая скорость на рисберме (для скального основания).

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.osn}}{q_B} = \frac{801}{21,25} = 37,69 \text{ м} \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта  $B$  должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = 40 \text{ м}$$

Принимаем  $n = 4$  количество пролетов шириной  $b=10$  метров.

Толщина быка по Березинскому:

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b \quad (6.17)$$

$$d \geq (0,12 \div 0,16) \cdot 10 \text{ м}$$

$$d \geq (1,2 \div 1,6) \text{ м}$$

Выбираем бык с  $d = 3,0 \text{ м}$

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быка:

$$B_{\text{в}} = b \cdot n + (n - 1) \cdot d = 10 \cdot 4 + (4 - 1) \cdot 3,0 = 49 \text{ м} \quad (6.18)$$

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений предварительно определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учетом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{801}{0,49 \cdot 40 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,4 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где  $m = 0,49$  – коэффициент расхода, для профиля типа  $A$ .

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}},$$

где  $\sigma_{\text{сж}}$  – коэффициент бокового сжатия, определяется по формуле ;

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления, первоначально предполагаем что подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1,0$ .

При наличии раздельного устоя между водосливной плотиной и зданием ГЭС с одной стороны плотины и берегового устоя с другой стороны коэффициент бокового сжатия определяется по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n - 1) \cdot \varepsilon_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{4,4}{10} =$$

$$= 0,96, \quad (6.20)$$

где  $\varepsilon_y = 0,7$  коэффициент формы боковых устоев;  
 $\varepsilon_0 = 0,45$  - коэффициент, учитывающий форму быков в плане – принимаем окружлую форму для уменьшения сопротивления потоку.

$$H_{02} = \left( \frac{801}{0,49 \cdot 40 \cdot 0,96 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,52 \text{ м} \quad (6.21)$$

Напор на гребне водослива:

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

где  $V_0$  - скорость подхода потока к плотине;  
 $\alpha = 1,1$ - коэффициент Кориолиса.

$$\begin{aligned} V_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}) \cdot (B + (n - 1) \cdot d)} = \\ &= \frac{801}{(75-45) \cdot (49 + (4-1) \cdot 3,0)} = 0,46 \frac{\text{м}}{\text{с}} \end{aligned} \quad (6.22)$$

Таким образом напор на гребне водослива:

$$H = 4,52 - \frac{1,1 \cdot 0,46^2}{2 \cdot 9,81} = 4,5 \text{ м}$$

Округляем до целого значения  $H_{\text{ст}} = 5 \text{ м}$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 75 - 5 = 70 \text{ м} \quad (6.23)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla \Gamma B = \nabla \Gamma B + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 71 + 1,6 \cdot 5 = 79 \text{ м} \quad (6.24)$$

За отметку гребня принимается большее из получившихся значений.

$$\nabla \Gamma B P = 79,8 \text{ м}$$

$$\nabla \Gamma B = 79 \text{ м}$$

$$\text{Принимаем } \nabla \Gamma P = 79,8 \text{ м}$$

### 6.3.3 Построение оголовка водослива по Кригер-Офицерову

Вычисленные координаты для построения оголовка для  $H_{cm} = 5 \text{ м}$  представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки

№ строки	x	y	$x^*$	$y^*$
1	0	0,126	0,0	0,630
2	0,1	0,036	0,5	0,180
3	0,2	0,007	1,0	0,035
4	0,3	0	1,5	0,000
5	0,4	0,006	2,0	0,030
6	0,5	0,027	2,5	0,135
7	0,6	0,06	3,0	0,300
8	0,7	0,1	3,5	0,500
9	0,8	0,146	4,0	0,730
10	0,9	0,198	4,5	0,990
11	1	0,256	5,0	1,280
12	1,1	0,321	5,5	1,605
13	1,2	0,394	6,0	1,970
14	1,3	0,475	6,5	2,375

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

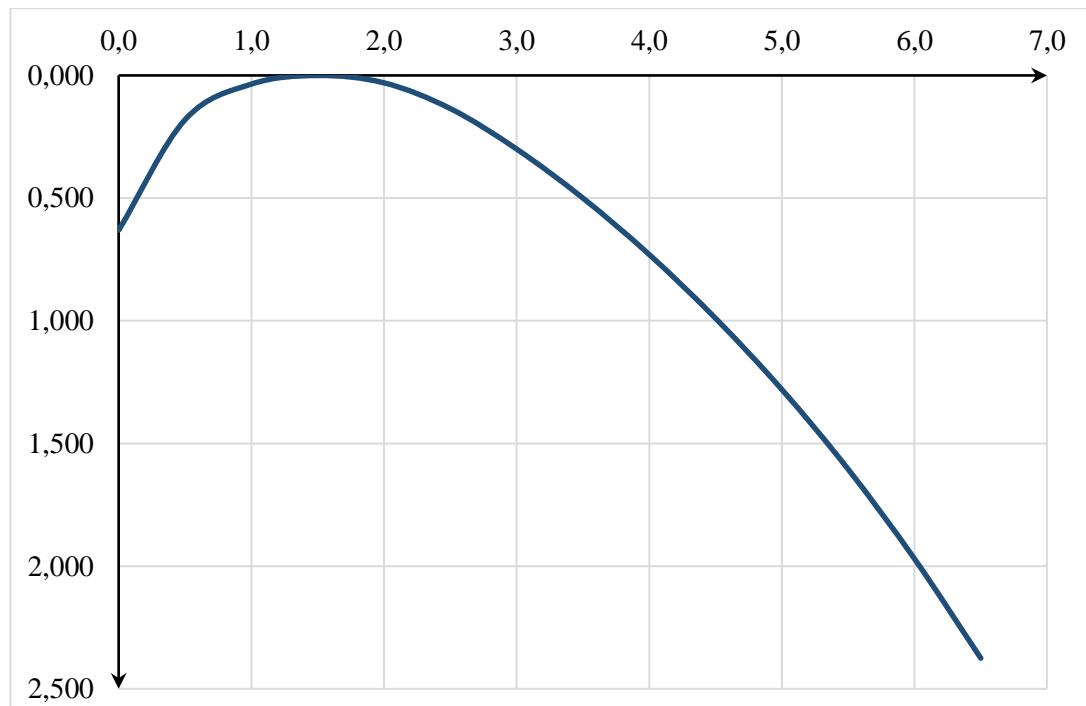


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

### 6.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в сжатом сечении.

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины  $h''_c$  и бытовой глубины  $h_{HB}$  устанавливаются следующие типы сопряжения бьефов:

1.  $h''_c > h_{HB}$  – сопряжение по типу отогнанного прыжка;
2.  $h''_c = h_{HB}$  – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении;
3.  $h''_c < h_{HB}$  – сопряжение в виде надвинутого (затопленного) прыжка.

Определим параметры гидравлического прыжка.

Критическая глубина:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_B)^2 g}} \quad (6.25)$$

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 801^2}{(49+(4-1) \cdot 3,0)^2 \cdot 9,81}} = 2,78 \text{ м}$$

Определим сопряженные глубины:

$$\begin{aligned} h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(HPU - DNO - h'_c)}} = \frac{17}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (75 - 45 - 0)}} = \\ &= 0,75 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.26)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости в зависимости от длины сливной грани;  
 $q$  – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_{p,max}}{B_{полн}} = \frac{801}{49} = 17 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.27)$$

$$\begin{aligned} h'_c &= \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(HPU - DNO - h'_c)}} = \frac{17}{0,9 \sqrt{2 \cdot 9,81(75 - 45 - 0,75)}} = \\ &= 0,76 \text{ м} \end{aligned} \quad (6.28)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,76}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,78}{0,76} \right)^3} - 1 \right) =$$

$$= 7,1 \text{ м} \quad (6.29)$$

$$7,1 > 3,4$$

Получили  $h''_c > h_{\text{НБ}}$ , следовательно, имеем отогнанный гидравлический прыжок.

### 6.3.5 Расчет водобойной стенки

Напор над водобойной стенкой:

$$H_{\text{ст}} = \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h''_c)^2} = \left( \frac{17}{0,49\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 17^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,1)^2}$$

$$= 3,68 \text{ м}, \quad (6.30)$$

где  $\sigma = 1,1$  – коэффициент запаса;  $m = 0,49$  для водослива практического профиля.

Высота водобойной стенки:

$$h_{\text{ст}} = \sigma h''_c - H_{\text{ст}} = 1,1 \cdot 7,1 - 3,68 = 4,13 \text{ м} \quad (6.31)$$

Скорость потока в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + (n-1) \cdot \delta_B) \cdot h'_c} = \frac{801}{(40 + (4-1) \cdot 3) \cdot 1,6} = 14,72 \text{ м/с} \quad (6.32)$$

Толщина второго водобоя после плотины:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 14,72 \cdot \sqrt{1,6} = 1,92 \text{ м} \quad (6.33)$$

### 6.3.6 Расчет сопряжения потока после второй водобойной стенки

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{\text{ст}} + H_{\text{ст}} - h'_c)}} = \frac{17}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (1,76 + 3,26 - 0)}} =$$

$$= 1,8 \text{ м} \quad (6.34)$$

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(h_{ct} + H_{ct} - h'_c)}} = \frac{17}{0,95 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (1,76 + 3,26 - 1,8)}} = \\ = 2,3 \text{ м} \quad (6.35)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{kp}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,3}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{2,78}{2,3} \right)^3} - 1 \right) = \\ = 3,33 \text{ м} \quad (6.36)$$

Так как  $h''_c = 3,33 \text{ м} < h_{HB} = 3,4 \text{ м}$ , прыжок затопленный.

### 6.3.7 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

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

$$H_{01\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{1075}{0,49 \cdot 49 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,67 \text{ м} \quad (6.37)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.}max} - Q_{\Gamma A} \cdot n - Q_{\text{ав.вод}} = 1820 - 149 \cdot (6 - 1) \\ = 1075 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.38)$$

где  $Q_{\Gamma A}$  – расход воды, проходящий через один гидроагрегат;  
 $Q_{\text{пов.}max}$  – расход воды при  $P = 0,01\%$ ;  
 $Q_{\text{ав.вод}}$  – расход, сбрасываемый через аварийный водосброс;  
 $B$  – сумма всех пролетов, включая дополнительный, если он назначен.

$$H_{02\text{пов}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{1075}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 49 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 4,80 \text{ м} \quad (6.39)$$

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\Gamma B + H_{\text{пов}} = 71 + 4,8 = 75,8 \text{ м} \quad (6.40)$$

Расчетная отметка ФПУ равная 75,8 м не превышает заданную отметку ФПУ равную 76,0 м, следовательно, пропускной способности водослива будет достаточно для пропуска поверочного расхода.

Отметка ФПУ принимается равной 76,0 м.

### 6.3.8 Расчет аварийного водосброса (глубинный)

Расход через аварийный водосброс.

$$Q_p = Q_{\text{ав.вод}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{1,71 \cdot 10^9}{4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 164,9 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (6.41)$$

где  $V_{\text{пол}}$  – полезный объем водохранилища;

$t_{\text{ср}}$  – полное время сработки.

Предварительно назначаем высоту отверстий  $h_{\text{отв}} = 2 \text{ м}$ .

Определим площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \cdot \sqrt{2g \cdot H}} = \frac{164,9}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 26,00}} = 9,1 \text{ м}^2, \quad (6.42)$$

где  $Q_p$  – расчетный расход;

$\mu$  – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью 0,8;

$H$  – напор над центром выходного сечения в случае незатопленного отверстия.

Определим ширину водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{9,1}{3} = 3,04 \text{ м} \quad (6.43)$$

Полученное значение округляем в большую сторону.

$B = 4 \text{ м}$ .

Принимаем  $n = 2$  количество пролетов шириной  $b = 2 \text{ м}$ .

## 6.4 Конструирование бетонной плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы водосливного профиля

Профиль плотины на скальном основании проектируется с вертикальной напорной гранью без фундаментной плиты поэтому профиль является прямоугольным треугольником с вершиной на отметке НПУ.

Ширина подошвы плотины  $B_n$  определяется и соотношения:

$$B_n = (0,7 \div 0,8) \cdot h \quad (6.44)$$

Высота плотины  $h$ :

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 75 - 42,6 = 32,4 \text{ м} \quad (6.45)$$

Отметка подошвы:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_{\text{в}} = 45 - 2,4 = 42,6 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где  $\delta_{\text{в}}$  – толщина водобойной плиты равная 2,4 м.

Ширина подошвы водосливной плотины по формуле (6.44):

$$B_n = 0,75 \cdot 32,4 = 24,2 \text{ м}$$

#### 6.4.2 Разрезка бетонной плотины швами

Водосливная плотина разрезается швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{\text{бс}} = b + d = 10 + 3 = 13 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где  $b$  – ширина пролета водосливной плотины;

$d$  – толщина быка.

Ширина постоянных деформационных температурных швов равна 0,5 см на расстоянии 3 м от лицевой грани и гребня и 0,2 см внутри тела плотины [6].

В конструкции деформационных швов предусматриваются:

- уплотнение, обеспечивающее водонепроницаемость;
- дренажное устройство, обеспечивающее отвод профильтровавшейся через уплотнение воды;
- смотровые шахты и галерея для наблюдения за состоянием шва и ремонта уплотнения.

#### 6.4.3 Быки

Головная часть быка обычно имеет обтекаемую в плане форму для того, чтобы коэффициент расхода между быками был по возможности наибольшим.

Поскольку стандартную ширину пролета ( $b$ ), принятая в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей, равна в наше случае 10, то толщина быка должна быть более 2,56 м.

Примем разрезной бык толщиной  $d = 3 \text{ м}$ .

Толщину пазового перешейка быка назначим 1,0 м.

Ширина паза рабочего затвора составляет 1,0 м, глубина паза рабочего затвора – 0,5 м.

Ширина паза ремонтного затвора равна 0,5 м, глубина паза ремонтного затвора – 0,5 м. Данный затвор размещают на расстоянии 1,0 м. от рабочего

затвора, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

#### 6.4.4 Устои

Между станционной и водосливной частью плотины устраиваем раздельный устой. Задача принятого раздельного устоя заключается в защите потока в нижнем бьефе (за зданием ГЭС) от сбойных течений со стороны водослива.

#### 6.4.5 Дренаж тела бетонной водосливной плотины

Вдоль напорной грани плотин следует предусматривать устройство дренажа в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи, или горизонтальных дрен, приуроченных к ярусам бетонирования и имеющих выходы в смотровые шахты, расположенные в межсекционных швах плотины.

Диаметр вертикальных дренажных скважин примем 30 см; расстояние между осями дрен - 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{dr}$ , а также до верховой грани продольной галереи следует назначать не менее 2 м при соблюдении условия:

$$a_{dp} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{kp,m}}, \quad (6.48)$$

где  $H_d$  - напор над расчетным сечением;

$\gamma_n$  - коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$I_{kp,m}$  - критический средний градиент напора для бетона плотины, равный 25.

В нашем случае:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{Подошвы} = 75 - 45 = 30 \text{ м}, \quad (6.49)$$

$$\alpha_{dp} > \frac{30 \cdot 1,25}{25} > 1,5 \text{ м}$$

Примем  $\alpha_{dp} = 1,5 \text{ м}$

#### **6.4.6 Галереи в теле плотины**

В теле плотины устраиваем смотровые галереи размером  $2 \times 2,5$  м.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Поэтому устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники  $2,5 \times 3,5$  м.

#### **6.4.7 Цементационная завеса**

Цементационная завеса – противофильтрационный элемент. Применяется в скальных основаниях.

Устроим завесу под подошвой плотины со стороны верхнего бьефа.

Завесы – ряд буровых скважин, диаметром 5-10 см, в которых нагнетается под давлением раствор, заполняющий трещины вокруг скважин и создающий препятствие для воды.

Толщина противофильтрационной завесы  $\delta_3$  должна быть:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{cr,m}} \quad (6.50)$$

$$\delta_3 > \frac{15,9 \cdot 1,25}{15} > 1,31 \text{ м},$$

где  $\Delta H_3$  - потери напора на завесе, определяем с помощью СП «Плотины бетонные и железобетонные», в нашем случае равен 15,9 м;

$\gamma_n$  - коэффициент надежности по ответственности сооружения ;

$J_{cr,m}$  - критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равен 15.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n, \quad (6.51)$$

где  $B_n$  - ширина подошвы плотины.

$$l_3 = 25,45 \cdot 0,079 = 2 \text{ м}$$

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{\text{заб}} = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}}, \quad (6.52)$$

где  $H_{\text{max}} = \Delta \text{НПУ} - \Delta \text{НБ}_{\text{min}}$  (6.53)

$$h_{\text{заб}} = 0,7 \cdot (75 - 46,5) = 19,95 \text{ м}$$

#### **6.4.8 Дренажные устройства в основании**

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

Выполним дренаж в виде вертикальных скважин диаметром 300 мм с шагом 3 м. Глубину скважин принимают равной:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \cdot 0,7)h_{\text{заб}} \quad (6.54)$$

Для нашего случая примем:

$$h_{\text{др}} = 0,6 \cdot 19,95 = 11,97 \text{ м} \quad (6.55)$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами примем 6 м.

#### **6.5. Конструктивные элементы нижнего бьефа**

##### **6.5.1 Водобой**

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты с зубьями за плотиной, и второй водобой за первой стенкой.

Толщина первой плиты по расчету равна  $\delta_{\text{вод.1}} = 2,4 \text{ м}$ ;

Длина равна:

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 32 = 25,6 \text{ м} \quad (6.56)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 7,1 - 0,76) = 32 \text{ м} \quad (6.57)$$

Толщину второй плиты принимаем  $\delta_{\text{вод.2}} = 1,92 \text{ м}$

Длина равна:

$$l_{\text{вод}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 0,8 \cdot 17,1 = 13,7 \text{ м} \quad (6.58)$$

$$l_{\text{пр}} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 4,44 - 1,6) = 17,1 \text{ м} \quad (6.59)$$

Применяем трехслойный пластовый дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы толщиной 1м.

### **6.5.2 Стенка**

Первая водобойная стенка:

Высота водобойной стенки  $h_{ct} = 4,13$  м

Ширина основания стенки

$$a_{ct} = (0,6 \div 0,7) \cdot h_{ct} = 0,7 \cdot 4,13 = 2,8 \text{ м}, \quad (6.60)$$

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

Вторая водобойная стенка:

Высота водобойной стенки  $h_{ct} = 1,76$  м

Ширина основания стенки

$$a_{ct} = (0,6 \div 0,7) \cdot h_{ct} = 0,7 \cdot 1,76 = 1,23 \text{ м}, \quad (6.61)$$

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

### **6.5.3 Рисборма**

За первой стенкой устраиваем рисборму – участок, предназначенную для успокоения рассеяния потока. Выполняем в виде крепления из бетонных или железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Вес конструкций рисбормы по течению постепенно уменьшается, обычно это достигается уменьшением толщины плит. Плиты бетонируют на месте, выполняют их квадратами размером 5м.

Толщина первой плиты рисбормы:

$$\delta_{рис.1} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{вод.2} = \frac{2}{3} \cdot 1,92 = 1,28 \text{ м} \quad (6.62)$$

Толщина второй плиты рисбормы:

$$\delta_{рис.2} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{рис.1} = \frac{2}{3} \cdot 1,28 = 0,85 \text{ м} \quad (6.63)$$

Толщину третьей плиты рисбормы принимаем 0,5 м.

## **6.6 Определение основных нагрузок на плотину**

### **6.6.1 Вес сооружения**

Площадь поперечного сечения плотины и быка определены в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 375 \text{ м}^2 ; \\ S_6 = 583 \text{ м}^2 .$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{375 \cdot 10 \cdot 24}{10 + 3} = 6923 \frac{\text{kH}}{\text{м}} \quad (6.64)$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \gamma_6}{b + \delta_6} = \frac{583 \cdot 3 \cdot 24}{10 + 3} = 3228 \text{ кН/м} \quad (6.65)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.66)$$

где  $f$  - площадь затвора:

$$f = (\nabla \Phi_{\text{ПУ}} - \nabla \Gamma_{\text{В}} + 0,5) \cdot b = (76 - 70 + 0,5) \cdot 10 = 65 \text{ м}^2 \quad (6.67)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 65 \sqrt{65} \cdot 9,81 = 283 \text{ кН} \quad (6.68)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{283}{10 + 3} = 21,75 \text{ кН/м} \quad (6.69)$$

## 6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

$$T_B = \frac{\gamma_B \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 32,4^2}{2} = 5248 \frac{\text{kH}}{\text{м}} \quad (6.70)$$

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\gamma_B \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 3,9^2}{2} = 76 \frac{\text{kH}}{\text{м}} \quad (6.71)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны НБ:

$$W_{\text{H}} = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot S_{\text{пп.2}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 2,9 = 28,5 \text{ кН} \quad (6.72)$$

### 6.6.3 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления при основном случае:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \gamma_w h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,72 \cdot \left( \frac{17}{3,14} + \frac{0,55}{2} \right) = \\ &= 48,9 \text{ кН}, \end{aligned} \quad (6.73)$$

где  $h_0$ :

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,72^2}{17} = 0,55 \text{ м} \quad (6.74)$$

Плечо силы  $W_{\text{волн}}$  относительно уровня покоя верхнего бьефа:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{17}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,72 = 2,06 \text{ м} \quad (6.75)$$

### 6.6.4 Взвешивающее давление

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взб}} = \gamma_w S_{\text{эп}} = 10 \cdot 94,8 = 948 \text{ кН}, \quad (6.76)$$

где  $S_{\text{эп}}$  - площадь эпюры, которая находится по формуле прямоугольника:

$$S_{\text{эп}} = B \cdot h_{\text{нб}} = 24,2 \cdot 3,9 = 94,38 \text{ м}^2, \quad (6.77)$$

где  $B$  – длина подошвы плотины, равная 24,2 м;

$h_{\text{нб}}$  - глубина нижнего бьефа при ВХК, равная 3,9 м.

Площади всех эпюр, нагрузок и сил определяем в программе AutoCAD.

### 6.6.5 Сила фильтрационного давления

Для скальных оснований эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с указаниями СП «Плотины бетонные и железобетонные».

По СП выбираем гравитационную плотину с цементационной завесой, представленную на рисунке 6.2:

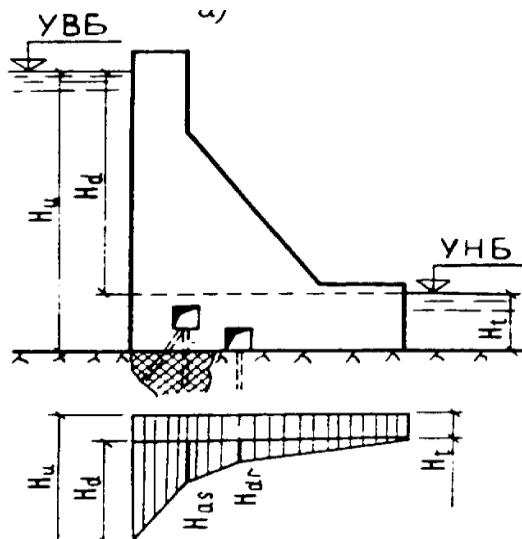


Рисунок 6.2 - Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Определяем необходимые параметры:

$$H_d = 75 - 46,5 = 28,5 \text{ м} \quad (6.78)$$

По таблице из СП «Плотины бетонные и железобетонные» выбираются соотношения для первого класса сооружения:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4 \quad (6.79)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2 \quad (6.80)$$

Из выражений и получим:

$$H_{as} = H_d \cdot 0,4 = 28,5 \cdot 0,4 = 11,4 \text{ м} \quad (6.81)$$

$$H_{dr} = H_d \cdot 0,2 = 28,5 \cdot 0,2 = 5,7 \text{ м} \quad (6.82)$$

Рассчитаем фильтрационное давление:

$$W_\phi = \gamma_w S_{\text{эп}} = 10 \cdot 145,4 = 1454 \text{ к,} \quad (6.83)$$

где  $S_{\text{эп}}$  - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины, определенная в программе AutoCAD.

## 6.6.6 Давление грунта

Давление наносов на напорную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 10 \cdot 3,4 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{21}{2} \right) = 16,04 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (6.84)$$

где  $\gamma_{\text{н}}$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии,  $10 \text{ кН/m}^3$ ;  
 $h_{\text{н}}$  – толщина слоя наносов,  $3,4 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_{\text{н}}$  – угол внутреннего трения наносов,  $21^\circ$ .  
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} h_{\text{н}}}{2} = \frac{16,04 \cdot 3,4}{2} = 27,3 \frac{\text{kH}}{\text{m}} \quad (6.85)$$

Давление грунта  $E_{\text{гр}}$ :

$$\begin{aligned} P'_{\text{гр.1}} &= \gamma_{\text{н}}^{\text{B3B}} \cdot h_{\text{н}} \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 3,4 \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = -94,9 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.86)$$

$$\begin{aligned} P''_{\text{гр.1}} &= (\gamma_{\text{н}}^{\text{B3B}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр.1}}^{\text{B3B}} \cdot h_{\text{гр.1}}) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр.1}}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 3 + 28 \cdot 2,4) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 100 \cdot tg \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -77,3 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (6.87)$$

Равнодействующая давления грунта на 1 п.м будет равна:

$$E_{\text{гр}} = \frac{P'_{\text{гр.1}} + P''_{\text{гр.1}}}{2} \cdot h_{\text{гр.1}} = \frac{-94,9 + (-77,3)}{2} \cdot 2,4 = -206,6 \text{ кН} \quad (6.88)$$

Так как значения  $E_{\text{гр}}$  получилось отрицательное, следовательно они направлены в противоположную сторону от плотины и поэтому далее в расчетах не учитываются.

### 6.6.7 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета прочности определяем напряжения в плотине, которые затем сравниваем с критериями прочности.

Составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке  $\gamma_f$ .

Таблица 6.3 – Сбор нагрузок, действующих на подошву

Обозначение силы	$\gamma_f$	Сила, кН	Плечо, м	Сила $\cdot \gamma_f$ , кН	Момент, кН·м
$T_b$	1	5248	10,8	5248	56678,4
$T_h$	1	76	1,3	76	-98,8
$G_p$	0,95	7299,7	4,52	6934,7	-31344,9
$G_6$	0,95	3341,4	3,84	3174,3	-12189,3
$W_{B3B}$	1	948	0	948	0
$W_\phi$	1	1454	5,9	1454	8578,6
$E_h$	1,2	27,3	3,5	32,8	114,7
$W_{\text{волн}}$	1	48,9	28,5	48,9	1395,1
$W_h$	1	28,5	10,7	28,5	304,7
$q_3$	0,9	21,75	11,1	20,66	-229,4
Сумма				7756,2	23209,2

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{7756,2}{24,2} + \frac{6 \cdot 23209,2}{24,2^2} = -82,7 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \quad (6.89)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$b$  – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -82,7 \cdot 0^2 - 10 \cdot 32,4(1 - 0^2) = \\ &= -324 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}, \end{aligned} \quad (6.90)$$

где  $\gamma_w = 10 \text{ kH/m}^3$  – удельный вес воды;

$H_d^u$  – напор над расчётым сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью, в нашем случае  $m_u = 0$ .

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 32,4 - 82,7) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2 \quad (6.91)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -82,7 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 32,4 \cdot 0^2 = \\ &= -82,7 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \end{aligned} \quad (6.92)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 32,4 = -324 \text{ кНм}^2 \quad (6.93)$$

Для низовой грани аналогично по формулам (6.90)-(6.93):

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = -\frac{7756,2}{24,2} - \frac{6 \cdot 23209,2}{24,2^2} = -558,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) =$$

$$-558,3 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 3,9 \cdot (1 - 0,75^2) = -296,7 \text{ кН/м}^2,$$

где  $m_t = \tan \alpha_2$ , где  $\alpha_2$  – угол между низовой гранью и вертикалью, равен 0,75.

$H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;  
Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 3,9 - 558,3) \cdot 0,75 = 389,5 \text{ кН/м}^2$$

Главные напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -558,3 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 3,9 \cdot 0,75^2 \\ &= -850,4 \text{ кН/м}^2 \end{aligned}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 3,9 = -39 \text{ кН/м}^2$$

Для наглядности сведём всё в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Расчет напряжений со стороны верхнего и нижнего бьефов

Со стороны ВБ	Значение, кН/м <sup>2</sup>	Со стороны НБ	Значение, кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_y^u$	-82,7	$\sigma_y^t$	-558,3
$\sigma_x^u$	-324	$\sigma_x^t$	-296,9
$\tau_{xy}^u$	0	$\tau_{xy}^t$	389,5
$\sigma_1^u$	-82,7	$\sigma_3^t$	-850,4
$\sigma_3^u$	-324	$\sigma_1^t$	-39

### 6.6.8 Критерии прочности плотины

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

- На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.94)$$

$$-82,7 \text{ кН/м}^2 < 0$$

Условие выполняется.

- В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.95)$$

$$82,7 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 32,4 \geq 252,5 \text{ кН/м}^2$$

Условие выполняется.

- Прочность на сжатие:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.96)$$

$$450,0 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \leq 2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

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

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

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_{cd} = 0,9$ ;

В расчетной зоне укладываем бетон марки В5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ ,

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

### 6.6.9 Обоснование устойчивости плотины

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$R = N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot B = 7756,2 \cdot 0,8 + 100 \cdot 24,2 = 7486,34 \frac{\text{kH}}{\text{м}}, \quad (6.97)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил ;  
 $\varphi$  – угол внутреннего трения,  $39^\circ$ ;  
 $c$  – сцепление для диабаз 100,  $\text{kH/m}^2$ ;  
 $B$  – ширина подошвы плотины.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H = 5248,00 - 76,00 + 48,9 + 32,76 = \\ &= 5248,20 \frac{\text{kH}}{\text{м}} \end{aligned} \quad (6.98)$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.99)$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;  
 $\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая.

$$\frac{7486,34 \cdot 0,95}{5248,20 \cdot 1} \geq 1,25$$

$$1,35 > 1,25$$

Условие выполняется.

## **7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений**

Обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Кривопоржской ГЭС регулируется положением технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций, основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением утверждённым Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Обеспечение государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектированиях, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Кривопоржской ГЭС, сооружения оснащаются контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) для отслеживания напряжённо-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмический контроля. В состав эксплуатационного персонала вводится специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

### **7.2 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартом безопасности труда, Правилам технической

эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовыми актам.

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 Кривопоржская 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 Кривопоржской ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие 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.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

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

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

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

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.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда,

и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

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

### **7.3 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утверждённых МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должна быть оборудована 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;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

Подготовка инженерно-технических работников, рабочих и служащих Кривопоржской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;

- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

Все лица, поступающие работать на Кривопоржской ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах Кривопоржской ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками – дренчерами – ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется 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 дренчерные оросители. Стационарные установки пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы должны содержаться в технически исправном состоянии и соответствовать проекту, а также окрашиваться в красный цвет.

Установка водяного пожаротушения должна быть обеспечена бесперебойным снабжением водой. В случаях, когда водоисточник не может обеспечить расчетного количества воды для УВП, должны предусматриваться резервуары с неприкосновенным противопожарным запасом воды, обеспечивающим работу УВП в течение 30 минут.

Помещение, в котором размещается трансформатор с АУВП, должно быть оснащено автоматической пожарной сигнализацией (АПС) для защиты трансформаторов при возникновении пожара.

АПС помещений, в которых устанавливаются трансформаторы, выполняет следующие функции:

- сигнализация на объектах с постоянным обслуживающим персоналом;

- отключение трансформаторов и пуск установки пожаротушения на объектах без постоянного обслуживающего персонала.

При срабатывании цепи пуска установки пожаротушения трансформатора от средств обнаружения пожара и при дистанционном управлении должны подаваться сигналы:

- в систему автоматического управления водяного пожаротушения БЩУ, ЦЩУ, ЦПУ и др.;

- на открытие ЗПУ (при установке двух ЗПУ на трансформатор для каждого ЗПУ подается отдельный сигнал);

- на закрытие отсечного клапана расширительного бака трансформатора;

- на отключение вентиляции и закрытие огнезащитных клапанов в помещении, где установлен трансформатор.

## 7.4 Охрана природы

### 7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Кривопорожский гидроузел расположен в республике Карелия на реке Кемь около пгт. Кривой Порог. Входит в каскад Кемских ГЭС.

Самая крупная карельская река Кемь на своем пути от озера Нижнее Куйто до Белого моря проходит 198 километров. Перепад высот в 101 метр и средний многолетний сток 8,4 кубических километров представляли собой идеальные условия для строительства ГЭС.

В створе проектируемой Кривопорожской ГЭС водосборная площадь представляет довольно равнинную степь. Площадь водосборного бассейна при НПУ составляет 2360 км<sup>2</sup>. Ширина реки в створе Кемьской ГЭС 1000 м.

Питание реки дождевое и снеговое. Среднегодовой расход воды в 18 км от устья 275 м<sup>3</sup>/сек. Замерзает обычно в ноябре, вскрывается в первой половине мая. Основные притоки: справа — Чирка-Кемь, Охта; слева — Кепа, Шомба. Вода тёмная, видимость не более 5 метров.

Климат в районе гидроузла умеренно-континентальный с чертами морского. Среднегодовая температура воздуха плюс 3°C, экстремальные температуры минус 13°C и плюс 17°C. Период со среднесуточной температурой ниже нуля - 213 дней в году. Среднее количество осадков в году - 550 мм. Основными источниками загрязнения реки Кемь в рассматриваемом створе является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод с коммунальных, промышленных, сельскохозяйственных объектов, находящихся выше по течению от створа строительства. Основными загрязняющими веществами, поступающими в реку со сточными водами промышленных предприятий, предприятий коммунального хозяйства и с ливневыми водами с территорией населенных пунктов, являются: нефтепродукты, нитриты, нитраты, фосфаты, азот аммонийный, взвешенные вещества. Качество воды

также характеризуется высокими значениями БПК, ХПК, минерализации, цветности и мутности.

Растительный покров бассейна реки Кемь сформировался в послеледниковый период. Преобладают хвойные леса, представленные сосной обыкновенной и елью обыкновенной. На севере встречается ель финская. Лиственные породы представляет береза пушистая, ольха клейкая, береза бородавчатая, осина.

Сосновые леса произрастают на бедных почвах, образуя несколько типов, различающихся характером почв и растительности нижнего яруса. На равнинах, болотах и понижениях повсеместно встречаются сосняки с разреженным тонкоствольным низкорослым лесом. Здесь сильно развит мощный моховой покров, множество кустарничков: багульника, голубики, болотного мирта. На более развитых лесных почвах произрастают сосняки-зеленомошники с густыми высокими деревьями. Редкий подлесок составляет рябина, можжевельник. Кустарнички представлены черникой и брусникой (на более сухих почвах), нижний ярус составляют зеленые мхи. Травянистых растений встречается мало. На бедных почвах вершин и склонов скал произрастают лишайниковые сосняки (беломошники). Деревья здесь довольно редкие, подлесок практически отсутствует. Напочвенный покров составляют зеленые мхи, лишайники (ягель), вереск, брусника, толокнянка.

Болота бассейна реки Кемь разнообразны: моховые кочковатые болота на водоразделах и заболоченные сосновые леса; водоемы, которые затянуты сверху густым переплетением растений; серо-зеленые пространства, покрытые болотным мхом с редкими чахлыми березами и сосновами и участки белой пушкицы, меж которых поблескивают темные лужи, подернутые по краям ряской.

Поверхности скал покрыты пятнами корковых лишайников: черными, серыми, коричневыми, красными и желтыми, местами – листоватыми и кустистыми лишайниками и мхами.

Водная растительность небогата, из прибрежных – хвощ топяной, камыш, тростник, рогоз, осоки, из плавающих – кувшинка четырехгранная, малая и желтая кубышка.

До середины 50-х годов прошлого века водные ресурсы бассейна р. Кеми находились в естественном состоянии, по рекам и озерам проводился сплав древесины, был развит водный транспорт, осуществлялся промысел рыбы, водопользование ограничивалось нуждами местного населения. В последние десятилетия в связи с промышленным освоением района, началом интенсивной хозяйственной деятельности и, как следствие, возрастающим антропогенным воздействием, положение стало коренным образом изменяться.

#### **7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Кривопорожского 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 сводка 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 Кривопорожского 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, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

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

#### **7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

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

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

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантов 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 орошаются растворами двутрети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные:

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

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

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

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

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

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

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно- технические:

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

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

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

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

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

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

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

- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйствственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах , имеющих твердое покрытие.

#### **7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве**

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

- Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме  
Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где  $N$ - объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (1179024 м<sup>3</sup>);  
 $q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,8\%$ );  
 $\rho$ - плотность бетона, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,4$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1179024 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,4 = 50933 \text{ т}$$

- 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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где  $N$ - количество арматуры, т (180 т)  
 $q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ )  
 $\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{180 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 3,6 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 50933 т. лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 3,6 т. отходов

черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

#### **7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Кривопорожского 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 на расстоянии 20 км от ГЭС находится населенный пункт – пгт. Кривой Порог, 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 Кемь от сбросов Кривопорожской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения пгт. Кривой Порог, в пределах промплощадок

объектов Криворожской 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 Технико-экономические показатели**

### **8.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

#### **8.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии**

Рынок электроэнергии – является технологически самым сложным рынком. Её продукт, электроэнергия, уникальный товар, главной особенностью которого является невозможность его накопления и хранения. Следовательно работа любой энергосистемы возможна лишь при условии постоянно баланса спроса и предложения, потребления и генерации.

На оптовом рынке продаются два товара – это электроэнергия и мощность. Плата за мощность покрывает постоянные расходы генерирующей компании на поддержание оборудования в готовности выработать необходимый объем электроэнергии по первому требованию покупателя. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2024	2025	2026	2027	2028
Установленная мощность	МВт	193	193	193	193	193
Число часов использования установленной мощности	Часы	2600	2600	2600	2600	2600
Выработка электроэнергии	МВт·ч	67620	434700	502320	502320	502320
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	676,2	4347	5023,2	5023,2	5023,2
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	66943,8	430353	497296,8	497296,8	497296,8
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1219	1253	1286	1318	1349
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	6,8	44,94	53,30	54,62	55,9
НДС к выручке	млн.руб	1,04	6,85	8,13	8,33	8,53

Вывод: Из представленной выше таблицы видно, что выдача полной мощности начинается с 2025 года, начинает расти выручка от реализации проекта и повышается НДС к выручке. Из этого можно сделать вывод,

увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию. Остальные же показатели стабилизируются с 2026 года.

### **8.1.2 Текущие расходы по гидроузлу**

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

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

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 и создания продукции, работ или услуг.

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

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

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

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб
Расходы на оплату труда	255,5	49,30
Прочие	274,3	52,94
Итого по ГЭС	529,8	102,24

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные знания расходов на ремонт в %, представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт %

Этапы жизненного цикла проекта (лет)	Величина
От 1 до 5	0,06
От 6 до 15	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25	0,2

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

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	26,16
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/Мвт·ч	1,83
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт·ч	0,53
Итого		28,14

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Кемь составляет 9 руб.

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

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн.руб.	334,76	334,76	334,76	334,76	334,76
Расходы на страхование, млн.руб.	84,00	80,74	77,53	74,32	71,10
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	102,24	102,24	102,24	102,24	102,24
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	7,87	7,57	7,29	6,97	6,67
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	28,51	28,51	28,51	28,51	28,51
Налог на воду, млн.руб.	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Итого, млн.руб.	572,35	568,84	565,32	561,81	558,29

Вывод: Большую часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. После 2026 года расходы на страхование и расходы на ремонт производственных фондов растут, остальные показатели не изменяются, то есть становятся стабильными. Итоговая стоимость текущих затрат на пятом году уменьшилась примерно на 3%.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.1.

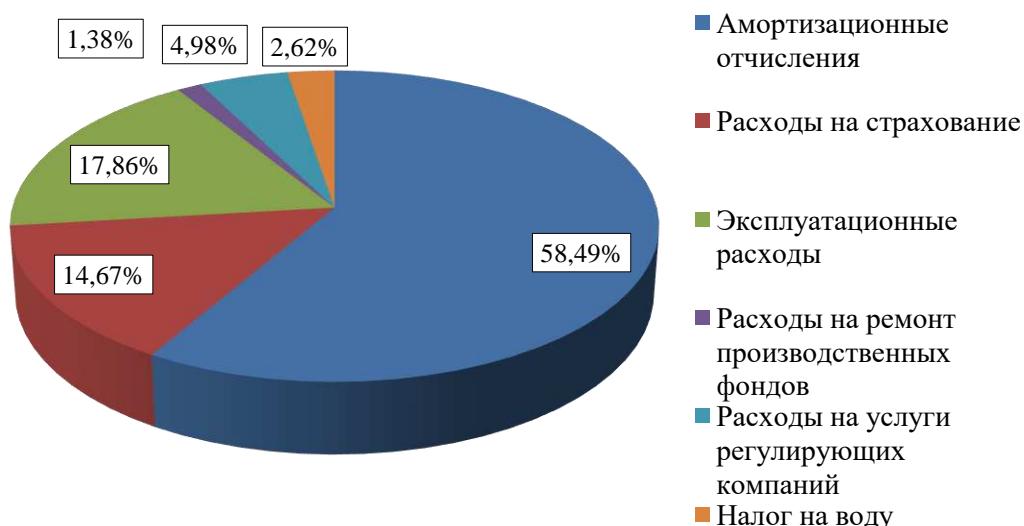


Рисунок 8.1 - Структура текущих затраты по гидроузлу, %

Вывод: По структуре видно, что амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты занимают большую часть, что обусловлено наибольшими затратами на создание и приобретение основных фондов. Самой малой частью является налог на воду и расходы на ремонт производственных фондов.

### 8.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Катунской 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 – 9 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2026	2027	2028	2029	2030
Налог на прибыль, млн.руб.	390,94	448,45	424,77	439,09	446,22
НДС, млн.руб.	177,9	519,28	534,12	546,97	552,62
Взносы во внебюджетные фонды, млн.руб.	4,29	4,29	4,29	4,29	4,29
Налог на имущество, млн.руб.	199,65	187,19	179,82	172,46	165,09
Итого, млн.руб.	772,78	1119,20	1143,00	1162,80	1168,21

Вывод: После 2026 года налог на имущество постепенно снижается. Из структуры видно, что наибольшую часть занимает налог на прибыль, наименьшую же взносы во внебюджетные фонды.

## 8.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

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

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2024	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн.руб.	2475,9	2941,5	3033,2	3123,1	3212,1
Текущие расходы, млн.руб.	524,8	568,8	572,4	568,8	565,3
ЕБИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	-1951,1	-2372,8	-2460,8	-2554,3	-2646,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	-390,2	-474,6	-492,2	-510,9	-529,4
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	-1560,8	-1898,2	-1968,7	-2034,4	-2117,4
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Вывод: Из таблицы видно, что ставка налога на прибыль не изменяется и составляет 20%, выручка возрастает, все остальные показатели имеют отрицательный характер.

Наглядно изменение суммы прибыли/убытков по проекту можно увидеть на рисунке 8.2:

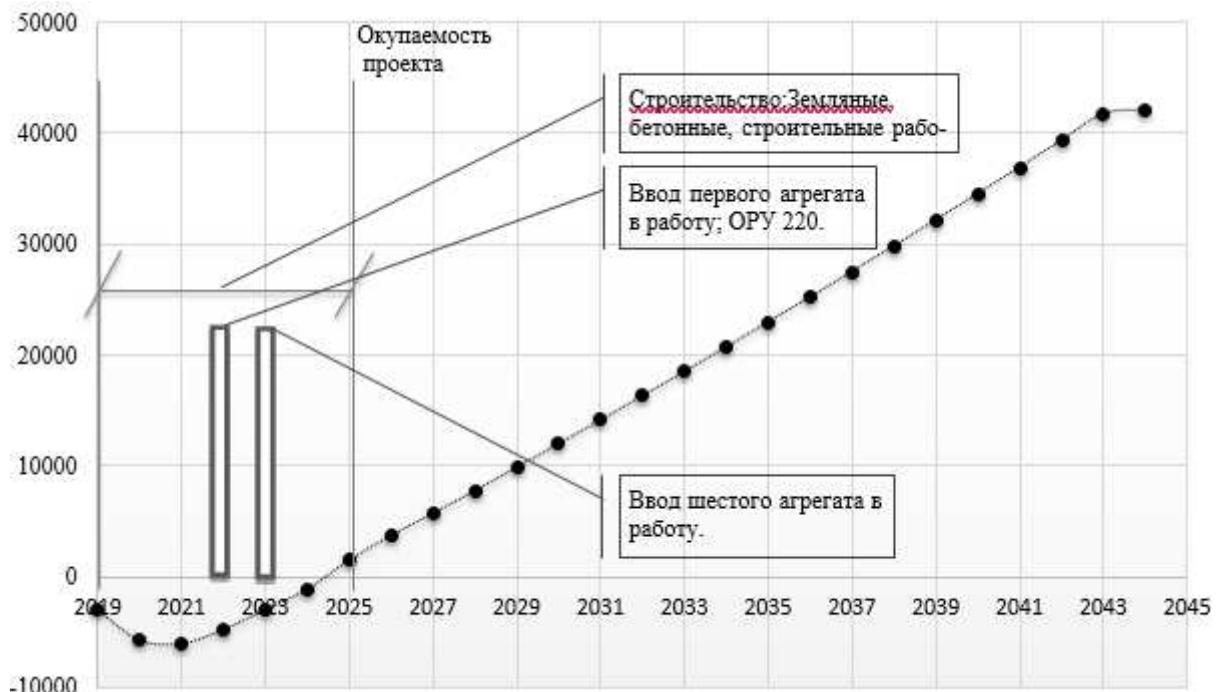


Рисунок 8.2 - Изменение денежных потоков по проекту, с добавлением укрупненных этапов строительства проекта, млн. руб

Вывод: Объёмы прибыли увеличились, а инвестиционные затраты уменьшились. Рост прибыли обусловлен ростом тарифов на электроэнергию и мощность, в прогнозируемом периоде в соответствии со сценарными условиями РусГидро.

### **8.3 Оценка инвестиционного проекта**

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

#### **8.3.1 Методология, исходные данные**

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

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

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки: Криворожской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

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

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

### **8.3.2 Коммерческая эффективность**

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

Таблица 8.8 - Показатели эффективности реализации проекта «Кривопорожская ГЭС на реке Кемь»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	76
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	11 234,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	2,21
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,15
Удельные капиталовложения, руб/Квт	72895,19

### **8.3.3 Бюджетная эффективность**

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

Таблица 8.9 - Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024
В федеральный бюджет, млн. рублей	3,35	16,60	62,79	588,14	947,01
В региональный бюджет, млн. рублей	80,86	94,66	119,17	179,19	187,19
Итого налоговых поступлений, млн. рублей	84,21	111,26	181,96	767,33	1 134,2

Вывод: Налоговые поступления увеличиваются в связи с тем, что повышается выручка от реализации электроэнергии.

## **8.4 Анализ чувствительности**

В разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Объема инвестиций;

в) Цена сбыта;

г) Ставки дисконтирования.

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертизно.

На рисунке 8.3 представлено изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов.

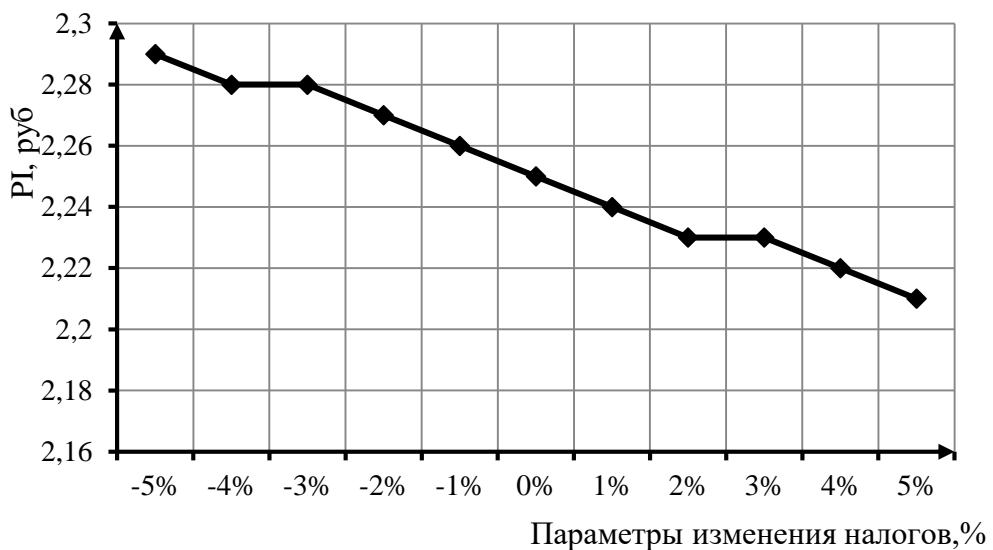


Рисунок 8.3 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: По данному графику видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении-наоборот, есть присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться и будет более эффективен.

На рисунке 8.4 представлено изменение суммы PI в зависимости от изменения объема инвестиций.

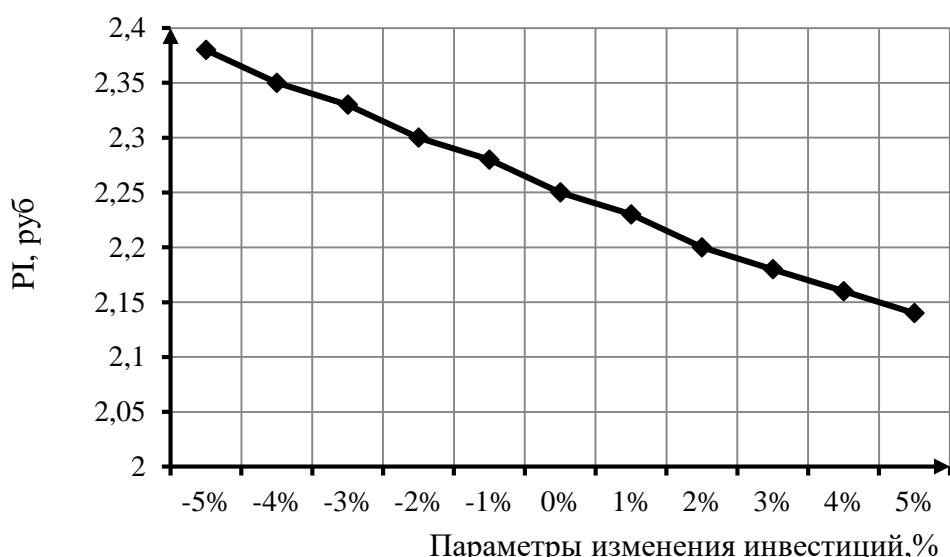


Рисунок 8.4 - Сумма PI от в зависимости от изменения объёма инвестиций

Вывод: Чем больше инвестиций привлекается в проект, тем меньше индекс прибыльности.

На рисунке 8.5 представлено изменение суммы PI в зависимости от изменения объёма сбыта.

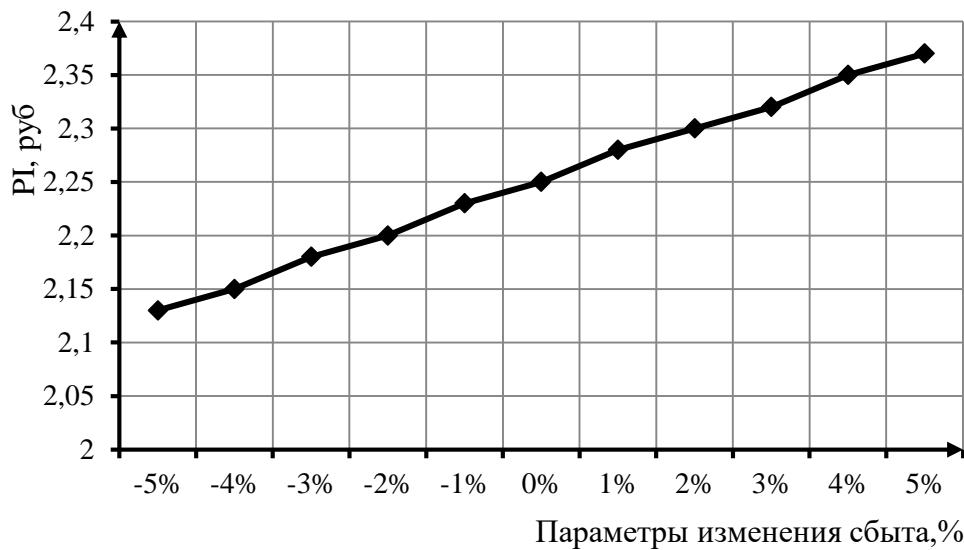


Рисунок 8.5 - Сумма PI в зависимости от изменения объема сбыта

Вывод: По данному графику можно заметить, что при увеличении цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности. На рисунке 8.6 представлено изменение суммы PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования.



Рисунок 8.6 - Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению

величины PI.

Проведенный анализ чувствительности выявил, что наибольший риск для проекта представляют изменение таких параметров как:

- Увеличение ставки дисконтирования;
- Уменьшение цены электроэнергии;
- Уменьшение налогов;
- Увеличение инвестиций.

## **9 Применение данных автоматизированной системы оперативного контроля гидротехнических сооружений (АСОК ГТС) для оценки состояния плотины**

АСОК ГТС - это автоматизированная система оперативного контроля гидротехнических сооружений. АСОК ГТС осуществляет сбор всех данных, параметров и показателей влияющих на гидротехническое сооружение для своевременной диагностики, заключении о состоянии гидротехнического сооружения и своевременного предотвращения возможных аварий на ГТС.[29]

### **9.1 Нормативные требования. Обоснование внедрения АСОК ГТС**

АСОК ГТС внедряется на основании основных нормативно-технических документов (НТД), представленных в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – НТД

№ позиции	Нормативный документ	Цитата
1	Федеральный закон « О безопасности гидротехнических сооружений» №117 [29]	Собственник обязан выполнять меры по обеспечению мониторинга за показателями состояния ГТС и на основании полученных данных осуществлять оценку его безопасности.
2	РД 34-20-501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ) п.3.1.28 [30]	Для повышения оперативности и достоверности контроля ответственные напорные гидротехнические сооружения следует оснащать автоматизированными системами диагностического контроля (АСДК).
3	Техническая политика ПАО «РусГидро» [18]	Для повышения оперативности контроля безопасности эксплуатации ГТС и ведения баз данных натурных наблюдений на сооружениях I и II класса (в соответствии с законодательством Российской Федерации) должны создаваться автоматизированные системы диагностического контроля безопасности ГТС (АСДК ГТС), представляющие собой интегрированную систему, предусматривающую возможность автоматизированного опроса КИА (АСО КИА).

№ позиции	Нормативный документ	Цитата
4	СТО 70238424.27.140.035-2009 ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования. [31]	Основой мониторинга состояния гидротехнических сооружений являются регулярные комплексные инструментальные и визуальные наблюдения за диагностическими показателями их состояния в период эксплуатации. Основу технической системы мониторинга составляют: приборные измерительные устройства (ИУ), контрольно-измерительная аппаратура (КИА), автоматизированные (АС, АСО, АСДК) и информационно-диагностические (НДС) системы для получения, обработки и оценки достоверной оперативной информации наблюдений, информации о работе и состоянии сооружения.
5	СТО 17330282.27.140.004-2008 Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. [33]	Для ответственных гидротехнических сооружений I и II класса контрольно-измерительные системы, контролирующие их состояние, должны быть оснащены автоматизированными системами диагностического контроля (АСДК) с целью оценки состояния сооружений в режиме реального времени. АСДК должна включать автоматизированную систему опроса КИА (АСО КИА) и информационно-диагностическую систему контроля безопасности

Цель создания сбор всех данных, параметров и показателей, характеризующих и влияющих на состояние гидротехнических сооружений для обеспечения возможности оперативной обработки и всестороннего анализа собранной информации, получения комплексной оценки и работоспособности гидротехнического сооружения.

## 9.2 Требования к АСОК ГТС

Основные технические требования к АСО КИА:

- надёжность;
- функциональность;
- открытость;
- совместимость с другими подсистемами контроля ГТС;

- самоконтроль датчиков и аппаратуры;
- удобство при ремонте, возможность проведения ремонта аппаратуры путем ее блочной замены;
- обеспечение эксплуатационной проверки работоспособности датчиков и каналов связи;
- надежность результатов, получаемых при обработке измерительной информации;
- ремонтопригодность и возможность замены вышедших из строя контрольно-измерительной аппаратуры и отдельных элементов АСО КИА;
- обеспечение безопасного проведения наблюдений, эксплуатационного и технического обслуживания контрольно-измерительных систем и аппаратуры, включая их ремонт и замену.

Общая концепция построения АСО КИА должна быть основана на следующих принципах:

- использование, как правило, серийных датчиков промышленного производства для выполнения инструментальных наблюдений различного вида. В отдельных случаях при необходимости могут использоваться измерительные устройства индивидуального изготовления, при условии, что они имеют унифицированный выходной сигнал;
- применение системы автоматизированного контроля «открытого» типа, позволяющей наращивать АСО КИА по мере необходимости с применением датчиков и аппаратуры от различных производителей.

Распределенная система дистанционного контроля строится на основе технологии «промышленной сети» с использованием серийно выпускаемых модулей и контроллеров как элементной базы системы удаленного сбора данных.

АСО КИА должна обеспечивать, как правило, сквозную передачу данных от первичных датчиков до центрального пульта сбора данных, выполняемого на базе промышленного компьютера-сервера. На выходе АСО КИА интегрируется с информационно-диагностической системой (ИДС) контроля ГТС, которая автоматически передает результаты измерений в общую базу данных АСДК ГТС.

АСО КИА должна быть «открытой системой», то есть построенной на основе стандартов, поддерживаемых большим числом фирм-производителей аппаратуры, и удовлетворяющей требованиям по функциональности, надежности, совместимости и взаимозаменяемости. Открытая система автоматизации должна обладать следующими свойствами:

- взаимодействие и совместимость - возможность построения работоспособной сети на основе компонентов и устройств от разных производителей;
- взаимозаменяемость - возможность замены компонентов аналогичными устройствами от других производителей.

Технические требования к функциональности АСО КИА:

- система должна обеспечивать автоматизированный опрос датчиков, сбор информации, ее хранение, обработку, передачу и анализ в информационно-диагностической системе (ИДС) контроля безопасности ГТС;
- система осуществляет периодический автоматический опрос датчиков по заданному временному режиму; одновременно должна существовать возможность запуска опроса вручную оператором;
- система производит обработку измерительной информации: пересчет отсчетов в показания, при необходимости осреднение данных по заданным правилам, визуализацию результатов опроса КИА, определяет работоспособность датчиков и каналов связи, выполняет сравнение показаний с пределами измерений.
- АСО КИА должна формировать информационный пакет данных натурных наблюдений с сохранением всей информации в памяти сервера - промышленного компьютера и в архивах на независимых электронных носителях; должна создавать и хранить протоколы ошибок и сбоев в работе системы

### **9.3 Состав АСОК ГТС**

АСО КИА включает следующие элементы:

1. Нижний уровень – контрольно-измерительная аппаратура (КИА): первичные датчики и измерительные устройства;
2. Средний уровень – система телекоммуникаций, преобразования и передачи информации в цифровом коде на центральный блок сбора данных АСО КИА;
3. Верхний уровень – программно-технический комплекс, содержащий блок автоматизированного опроса АСО КИА и информационно-диагностическую систему контроля безопасности сооружений (ИДС) с соответствующим компьютерным и программным обеспечением.

Рассмотрим подробнее каждый уровень.

Технические средства нижнего уровня АСО КИА обеспечивают:

- получение информации о состоянии гидротехнических сооружений от измерительных датчиков;
- передача информации на средний уровень АСО КИА.

Нижний уровень содержит в своем составе автоматизируемые датчики геодезической, фильтрационной и закладной КИА.

Технические средства среднего уровня АСО КИА обеспечивают:

- сбор информации от технических средств нижнего уровня АСО КИА о состоянии гидротехнических объектов контроля;
- первичную обработку информации на сервере УСООД;
- хранение полученных результатов измерений на сервере баз данных АСО КИА;

- передачу по каналам связи обобщенного массива информации от датчиков о состоянии гидротехнических объектов контроля на верхний уровень АСО КИА (ИДС) для ее окончательной обработки и комплексного анализа;
- параметризация и контроль работы датчиков и приборов при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ ГТС).

Средний уровень содержит в своем составе:

- 1) Распределительные измерительные подсистемы (РИП), территориально распределенные по помещениям в галереях плотины;

РИПы изготовлены в различных вариантах исполнений, отличающихся друг от друга количеством монтажных единиц (шкафов), количеством измерительных каналов, количеством и типом коммутационных портов.

Используемая модульная структура РИПов позволяет наращивать количество точек измерений. Всего в АСДК ГТС используется пять территориально распределенных по помещениям в галереях плотины РИПов. Внутри шкафа РИП смонтированы и наложены следующие технические средства:

- многоканальный периодомер-частотомер для опроса закладных датчиков;
- терминальный сервер для преобразования интерфейса из RS-485 в Ethernet;
- модуль ввода нормированных сигналов 4–20 мА для опроса фильтрационной КИА;
- модуль ввода дискретных сигналов;
- коммутаторы и медиаконверторы Ethernet для обеспечения связи по локально-вычислительной сети;
- кроссовая часть.

2) Устройство сбора, обработки и обмена данными (УСООД) – сервер сбора данных, отвечает за опрос РИП;

3) Сервер баз данных АСО КИА, предназначенный для хранения архива необработанных данных и передачу их в сервер ИДС;

4) АРМ ГТС – персональный компьютер отвечающий требованиям вычислительной мощности, с установленным программным обеспечением АСО КИА.

Локально-вычислительная сеть (далее ЛВС) АСО КИА, объединяющая между собой все РИПы и серверы АСО КИА, организована с использованием одномодового оптоволоконного кабеля и соответствующего сетевого оборудования. ЛВС образует резервированное кольцо — технология turbo-ring, обеспечивающая высокопроизводительную, надежную и защищенную от помех связь.

Технические средства верхнего уровня АСО КИА обеспечивают:

- прием информации от технических средств среднего уровня АСО КИА о состоянии гидротехнических объектов контроля и о текущем состоянии технических и программных средств среднего и нижнего уровней;

- прием и передачу информации внешним абонентам по стандартным каналам связи;
- обработку информации о состоянии гидротехнических объектов контроля;
- отображение информации;
- долговременное и оперативное хранение информации;
- документирование информации;
- управление техническими и программными средствами АСО КИА.

Верхний уровень содержит в своем составе:

- 1) Сервер ИДС (сервер сбора и базы данных);
- 2) АРМы пользователей;

АРМ, реализованное на базе персонального компьютера, является средством доступа к результатам измерений и вычислений системы, обеспечивает вывод на экран монитора, а также в виде твердой копии таблиц, графиков, трендов, сообщений о текущем состоянии и отклонениях в работе ГТС ЛГЭС, а также ввод ручных измерений и визуальных наблюдений.

3) Локально-вычислительная сеть, объединяющая между собой АРМы и сервер ИДС.

Функциональная схема АСОК ГТС представлена на рисунке 9.1.

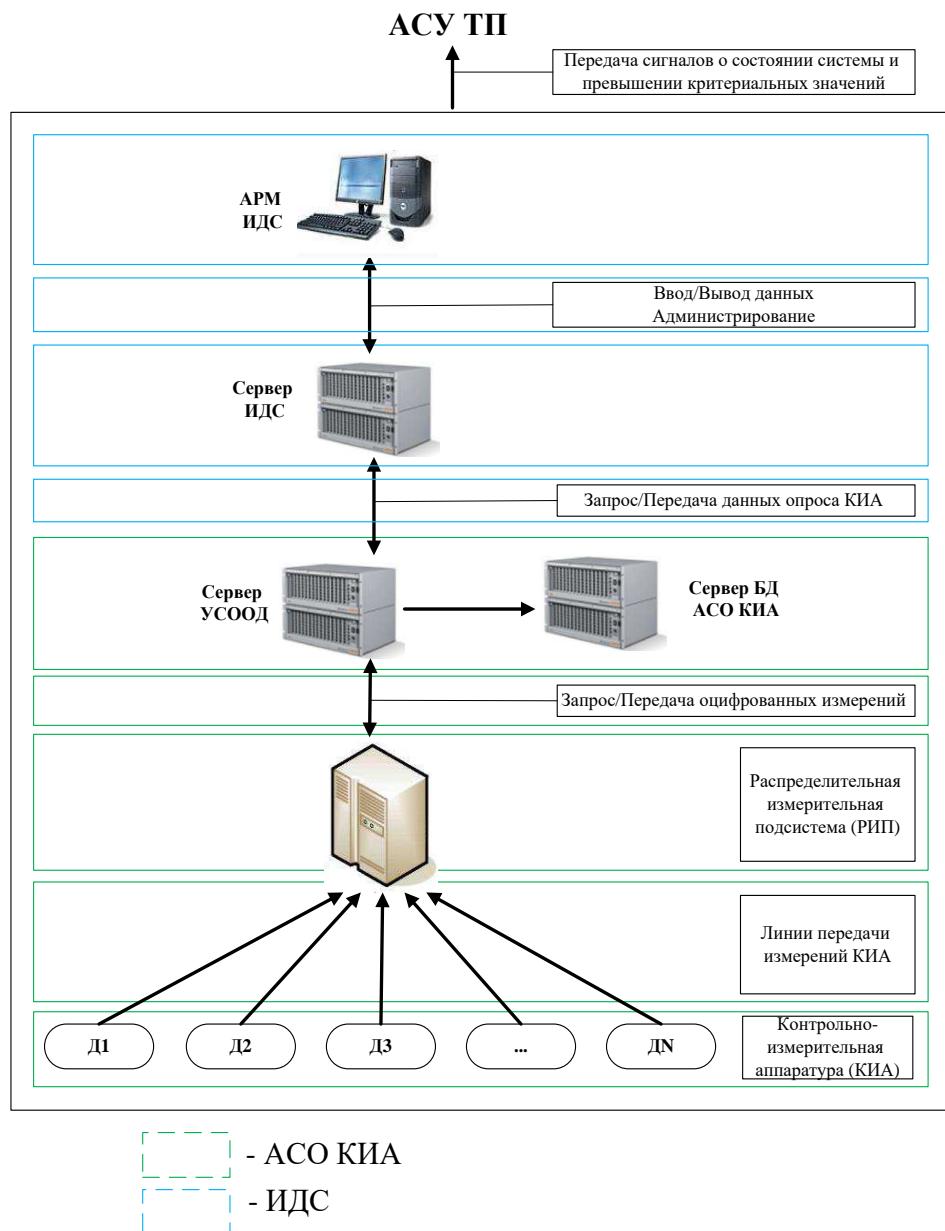


Рисунок 9.1 – Функциональная схема АСОК ГТС

#### 9.4 Система контроля состояния ГТС

Для обеспечения нормальной эксплуатации здания ГЭС и установленного в нем оборудования предусматривается большое количество разнообразных контрольно-измерительных приборов и устройств, которые по назначению можно разделить на несколько групп. Для контроля над напряженно-деформированным состоянием здания ГЭС устанавливаются измерительные приборы и устройства, фиксирующие осадку и наклон здания, деформации отдельных его частей, напряжений и в некоторых случаях вибраций. Часть этих приборов устанавливается и начинает работать в период строительства здания.

Проект оснащения сооружений контрольно-измерительной аппаратурой является обязательной составной частью общего проекта гидроузла. Во время

строительства в сооружение закладываются датчики и марки (знаки), с помощью которых в дальнейшем измеряются контролируемые показатели. Контролируемые показатели – это измеренные на данном сооружении с помощью технических средств контрольно – измерительной аппаратуры (КИА) или вычисленные на основе измерений количественные параметры, а также качественные признаки состояния ГТС, выявляемые путем осмотра сооружений. Кроме датчиков и марок в состав технических средств контроля входят приемно-вызывные устройства, инициирующие работу датчиков и принимающих сигналы от них.

Автоматизированная система контроля состояния ГТС, обычно, включает несколько подсистем:

- подсистема контроля внешних нагрузок и воздействий (уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, температур окружающих воздуха и воды);
- подсистема контроля перемещений прецизионными (точными) геодезическими методами (плановых и вертикальных смещений характерных точек сооружения, взаимных перемещений отдельных сооружений на их стыках и в швах);

#### САК ПС

Датчик плановых смещений ИКСО-40 производит измерение координат положения струны с помощью двух фотоприемных устройств (ФПУ) и передает данные по цифровому интерфейсу RS-485, благодаря которому данные с датчика можно передать на расстояния до 1200 метров. В роли концентратора используется маршрутизатор. От сервера АСОК ГТС приходит задание на опрос датчиков в соответствии с графиком, происходит опрос, данные конвертируются для сети Ethernet в концентраторе и передаются на сервер АСДК ГТС для анализа и хранения в базе данных.

#### САК ВС

Высотомер геодезический микрометрический ОДГН-1 предназначен для измерения превышений относительно горизонтальной плоскости, образованной поверхностью жидкости в рабочей камере прибора. Гидронивелир необходим для контроля осадочных процессов гидротехнического сооружения. Прибор ОДГН-1 имеет интерфейс RS-485. Процесс опроса происходит аналогично ИКСО-40.

- подсистема контроля напряженно-деформированного состояния (для измерения температур, деформаций и вычисления напряжений);
- подсистема фильтрационного контроля (для измерения фильтрационных расходов, пьезометрических напоров фильтрующейся воды и ее химического состава);

В сейсмически активных районах должны создаваться автоматизированные системы сейсмометрического контроля.

## **9.5 Критерии безопасности**

Критерии безопасности - предельные значения количественных и качественных показателей состояния гидротехнического сооружения и условий его эксплуатации, соответствующие допустимому уровню риска аварии гидротехнического сооружения и утвержденные в установленном порядке федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими государственный надзор за безопасностью гидротехнических сооружений.

Критерии безопасности нужны для сравнения фактических значений контролируемых показателей работы и состояния сооружения, полученные по данным натурных наблюдений, с соответствующими проектными и предельно допустимыми показателями.

## 9.6 Анализ данных

Анализом данных мониторинга гидротехнических сооружений решаются следующие основные задачи:

- оценка основных диагностических показателей работы и технического состояния сооружений и степени их соответствия требованиям норм, проектным положениям и соответствующим критериям безопасности;
- выявление и оценка опасности для сооружений неблагоприятных процессов, явлений и тенденций в работе, зарегистрированных наблюдениями и обследованиями;
- установление причин возникновения неблагоприятных процессов, явлений и тенденций в работе сооружений и оснований;
- разработка рекомендаций по обеспечению эксплуатационной надежности и безопасности гидротехнических сооружений, повышению эффективности системы мониторинга.

Данные мониторинга гидротехнических сооружений должны подвергаться трем видам анализа: экспресс-анализу, комплексному анализу и многофакторному анализу.

Экспресс-анализ – проводится подразделением (специалистами) ГЭС по контролю гидротехнических сооружений после каждого цикла измерений по КИА и визуальных осмотров сооружений, предусматривает оперативное сравнение наблюденных значений диагностических показателей с их критериальными значениями (критериями безопасности). По данным экспресс-анализа производится оперативная оценка технического состояния сооружений: исправное, неисправное, предаварийное.

Комплексный анализ – проводится информационно-аналитическим центром компании (организации) или специализированной научной организацией, выполняющей по договору с компанией (организацией) функции аналитического центра. В общем случае комплексный анализ должен предусматривать: установление соответствия или несоответствия фактических значений всех контролируемых диагностических показателей работы и состояния сооружений проектным, нормативным и критериальным

показателям; ежегодные изменения этих показателей во времени и ретроспективе (за весь период наблюдений); определение адекватности реакции сооружений и их элементов на изменения нагрузок и воздействий.

Многофакторный анализ – проводится информационно-аналитическим центром компании (организации) или специализированной научной организацией по договору с компанией (организацией). Анализ должен предусматривать расчетную оценку прочности, устойчивости и надежности сооружений после 25 лет их эксплуатации независимо от их СТО 70238424.27.140.035-2009 технического состояния. В поверочных расчетах используются данные комплексного анализа многолетних наблюдений для уточнения расчетных схем, нагрузок и воздействий. В последующий период многофакторный анализ производится по решению компании (организации) по необходимости, в зависимости от изменений во времени конструкций, состояния и условий эксплуатации сооружений.

Оперативную оценку эксплуатационного состояния и безопасности гидротехнических сооружений и основания следует осуществлять на основе экспресс-анализа путем сравнения измеренных (или вычисленных на основе измерений) количественных и качественных диагностических показателей с их критериальными значениями К1 и К2, а также с прогнозируемым интервалом изменения диагностических показателей.

Применение данных АСОК ГТС позволяет производить оперативную оценку состояния сооружения.

Оценка производится в циклическом режиме путём сравнения на каждом цикле проверки измеренных значений диагностических показателей с их предельно допустимыми (критериальными) значениями и с ожидаемой на момент проверки величиной этого показателя.

Рекомендуемая форма таблиц результатов экспресс-анализа технического состояния сооружения представлена на рисунке 9.2.

**Приложение В**  
(рекомендуемое)

**Формы таблиц представления результатов экспресс-анализа технического состояния сооружения по данным инструментальных (Ф.1) и визуальных (Ф.2) наблюдений количественных и качественных диагностических показателей**

B.1 Форма (Ф.1) Таблицы представления результатов экспресс-анализа технического состояния ГТС по данным инструментальных наблюдений

УТВЕРЖДАЮ  
Технический руководитель  
(название) ГЭС

подпись, Ф.И.О.  
«\_\_\_» \_\_\_\_ 200\_ г.

**Экспресс-анализ технического состояния (наименование ГТС)  
по данным инструментальных наблюдений на «\_\_\_» \_\_\_\_ 200\_ г.**

№№ п/п	Контролируемые количественные диагностические показатели состояния	Элемент и место контроля	Критериальные значения диагностических показателей		Измеренные (вычисленные) значения диагностических показателей	Оценка превышения измеренных (вычисленных) показателей критериями K1 (K2)	Оценка технического состояния сооружения	Примечание
			K1	K2				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Ответственный исполнитель (должность): \_\_\_\_\_  
(подпись, Ф.И.О.)

**Рисунок 9.2 - Форма таблиц результатов экспресс-анализа технического состояния сооружения**

Комплексный анализ осуществляется на основании данных автоматизированных замеров.

1. Подсистема контроля внешних нагрузок и воздействий (уровней воды в верхнем и нижнем бьефах, температур окружающих воздуха и воды).

Отображение данных автоматизированных измерений можно представить в виде временных графиков, либо циклограмм зависимости одного параметра от другого. Примеры применения автоматизированных данных внешних параметров представлены на рисунках 9.3 - 9.6.

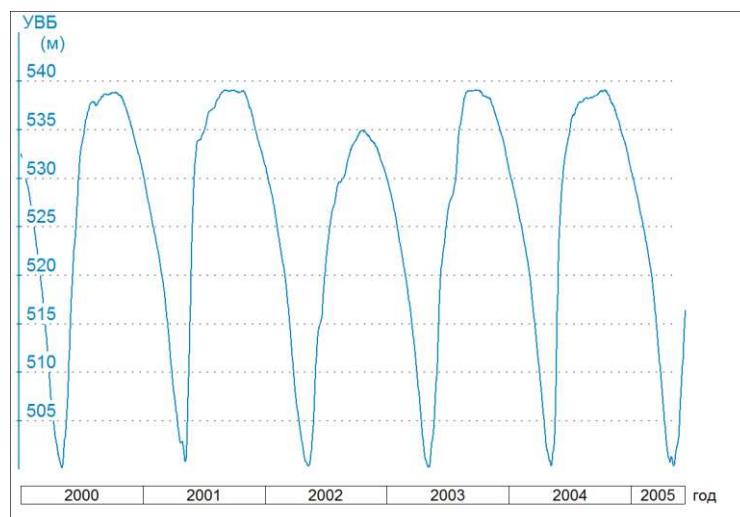


Рисунок 9.3 – Применение автоматизированных данных уровня ВБ

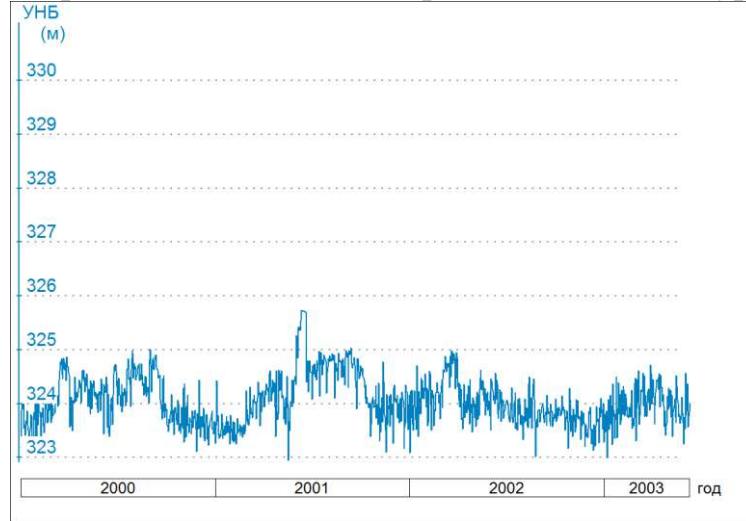


Рисунок 9.4 – Применение автоматизированных данных уровня НБ

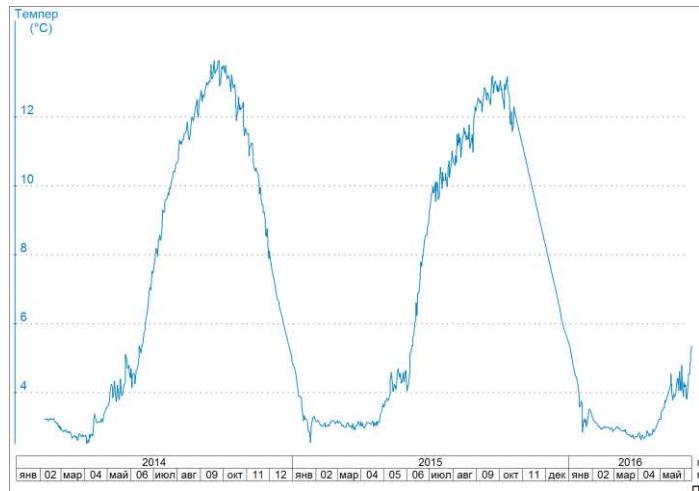


Рисунок 9.5 – Применение автоматизированных данных температуры воды

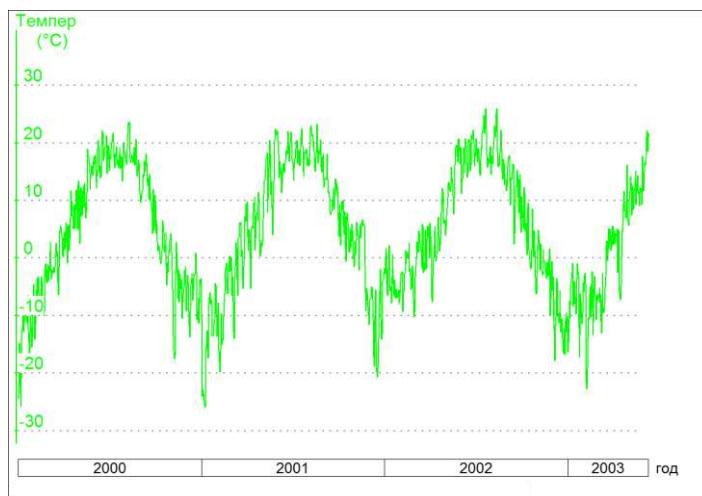


Рисунок 9.6 – Применение автоматизированных данных температуры воздуха

Циклограмма наружного воздуха и уровня верхнего бьефа представлена на рисунке 9.7.

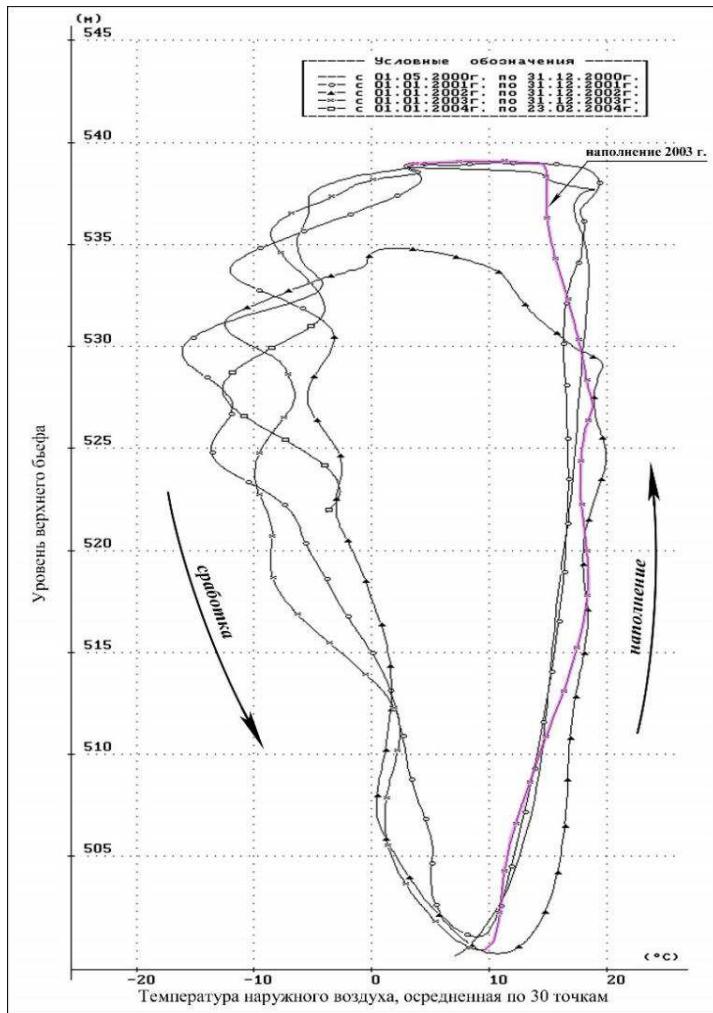


Рисунок 9.7 - Циклограмма наружного воздуха и уровня верхнего бьефа

2. Подсистема контроля перемещений геодезическими методами (плановых и вертикальных смещений характерных точек сооружения, взаимных перемещений отдельных сооружений).

#### САК ПС

Датчик плановых смещений ИКСО-40 производит измерение координат положения струны с помощью двух фотоприемных устройств (ФПУ).

#### САК ВС

Высотомер геодезический микрометрический ОДГН-1 предназначен для измерения превышений относительно горизонтальной плоскости, образованной поверхностью жидкости в рабочей камере прибора.

Гидронивелир необходим для контроля осадочных процессов гидротехнического сооружения.

График вертикальных перемещений по разным измерительным представлен на рисунке 9.8.

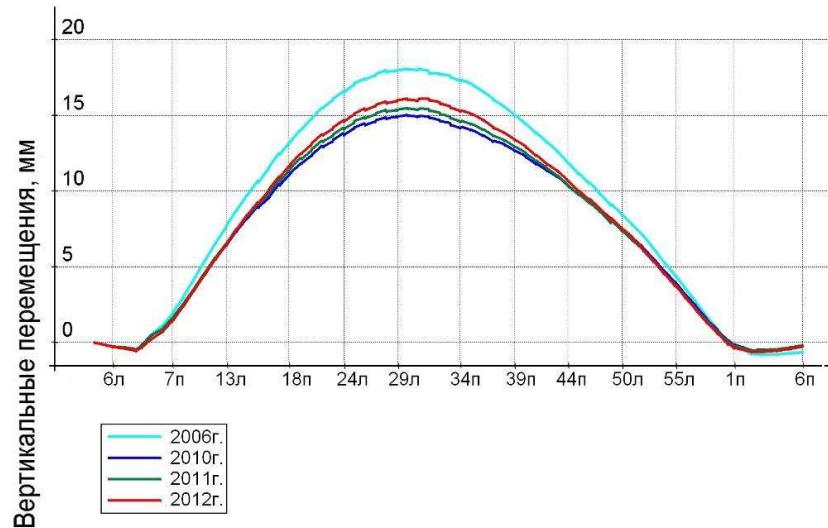


Рисунок 9.8 - График вертикальных перемещений

3. Подсистема контроля напряженно-деформированного состояния (для измерения температур, деформаций и вычисления напряжений).

Зависимость изменения напряжений консольного направления на низовой грани плотины от температуры представлена на рисунке 9.9. Полученные деформации по прибору пересчитываются в напряжения и строится зависимость с другими внешними параметрами. Проанализировав график можно заметить, что при росте температуры напряжение уменьшается и наоборот.

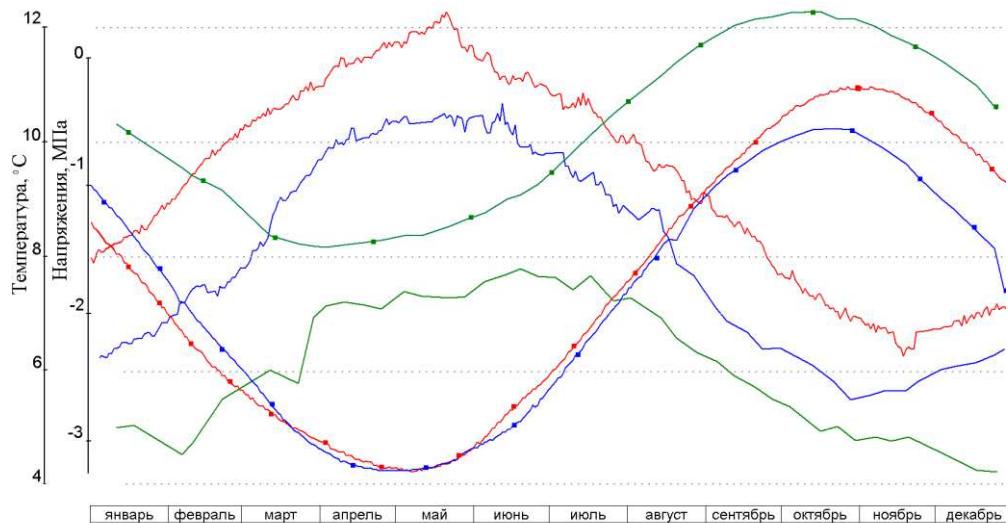


Рисунок 9.9 - Зависимость изменения напряжений консольного направления на низовой грани плотины от температуры

4. Подсистема фильтрационного контроля - служит для измерения фильтрационных расходов, пьезометрических напоров фильтрующейся воды.

Получая данные замеров по датчиком, расположенных в створе, можно определить противодавление на подошву плотины. Эпюра противодавления в основании контролируемой секции представлена на рисунке 9.10.

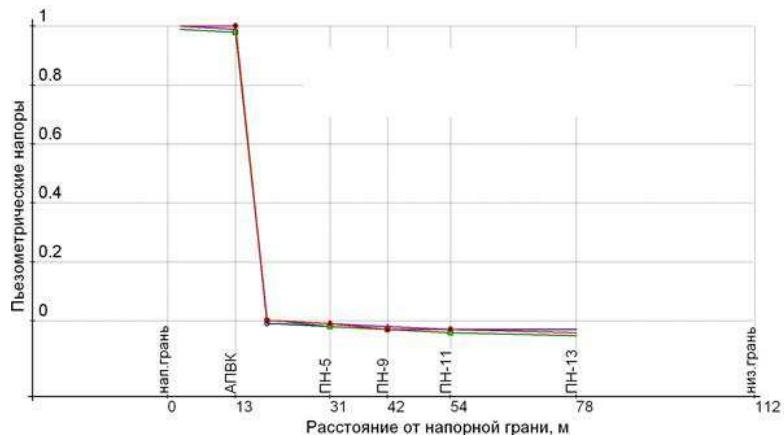


Рисунок 9.10 - Эпюра противодавления в основании контролируемой секции

## 9.7 Преимущества использования АСОК ГТС

Внедрение АСОК ГТС позволит достичь следующих целей:

- повышена точность, надежность и достоверность результатов натурных наблюдений;
- увеличена оперативность контроля и диагностирования состояния ГТС гидроузла;
- обеспечен постоянный контроль работоспособности КИА в процессе мониторинга состояния ГТС;
- достигнут качественно новый эффект при проведении инструментальных наблюдений;
- повышенная частота опроса датчиков, по сравнению с ручным опросом КИА;
- позволяет осуществлять регистрацию и анализ нестационарных процессов, связанных с быстрыми изменениями режима работы ГЭС;
- снижены трудозатраты и практически исключены ошибки в процессе опроса КИА и ввода информации в базу данных;
- повышена производительность и улучшены условия труда персонала ГЭС, занятого натурными наблюдениями и обработкой их результатов.

## **СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск : СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа :<http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва :Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К.– Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование : учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
9. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
10. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
11. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
12. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.– Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.

13. Каталог «Трансформаторно-реакторное оборудование» [Электронный ресурс] // «ЗАО «Энергомаш (Екатеринбург) - Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uetm.ru/>
14. Официальный сайт Федеральной службы по тарифам [Электронный ресурс] // «Федеральная служба по тарифам, Фактические цены – Режим доступа: [http://www.fstrf.ru/tariffs/info\\_tarif/electro/actual\\_price/1/](http://www.fstrf.ru/tariffs/info_tarif/electro/actual_price/1/)
15. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» [Электронный ресурс] // «ЗАО «ПРОФОТЕК»». – Режим доступа: <http://www.profotech.ru/products/>
13. 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.
14. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
15. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
16. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
17. 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.
18. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] //Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
19. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
20. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82: . – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
21. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84. . – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
22. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
23. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.

24. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
25. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
26. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг.. – Введ. 31.03.2008 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
27. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
28. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.
29. Федеральный закон "О безопасности гидротехнических сооружений" от 21.07.1997 N 117-ФЗ. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru.dokument9046062.ru/>
30. РД 34-20-501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ) п.3.1.28. – Режим доступа : <https://online.zakon.kz/m/Document/30463320.ru/>
31. СТО 70238424.27.140.035-2009 ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. Мониторинг и оценка технического состояния гидротехнических сооружений в процессе эксплуатации. Нормы и требования. – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/STO-70238424.27.140.035-2009.pdf>.
32. СТО 17330282.27.140.004-2008 Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/STO-17330282.27.140.004-2009.pdf>.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Водно - энергетические расчёты

Таблица А.1 - Результаты расчетов для режима работы на бытовом стоке

Параметр	Месяц											
	янв	фев	мар	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	дек
Q,быт 90%, м <sup>3</sup> /с	75	68	56	247	326	276	251	150	152	170	90	60
Q,испар, м <sup>3</sup> /с	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0
Q, лед, м <sup>3</sup> /с	10	8	-12	-23	0	0	0	0	0	0	8	9
Q ,фильтрация, м <sup>3</sup> /с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Q, рыбоход , м <sup>3</sup> /с				2	8	6						
Q, 2\3 BXK , м <sup>3</sup> /с	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Q, сан.попуск , м <sup>3</sup> /с	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
сум. Q потерь , м <sup>3</sup> /с	11	9	-11	-22	2	2	2	2	1	1	9	10
Q полезное , м <sup>3</sup> /с	64	59	67	269	324	274	249	148	151	169	81	50
Отметка н,м	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Отметка нб, м	45	45	46	46	47	46	46	46	46	46	46	45
Напор, м	29	29	29	28	28	28	28	29	29	29	29	29
N быт, МВт	16	15	17	65	78	67	61	37	37	42	20	13

Таблица А.2 - Результаты расчетов для режима работы по требованиям BXK

Параметр	Месяц											
	янв	фев	мар	апр	май	июнь	июль	авг	сент	окт	нояб	окт
Q, BXK , м <sup>3</sup> /с	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Отметка нпу , м	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Отметка нб, м	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46
Напор, м	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
N bxk , МВт	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Первая итерация сработки водохранилища Кривопорожской ГЭС

Мес.	Q, м <sup>3</sup> /с					Qвхк		Vвдхщ, км <sup>3</sup>			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N, МВт	Nгпр, МВт
	Qбыт	Qхол	Qфил	Qвд	Qвх			Qнб	Qгэ	нач	dV	кон	нач	кон	сред		
11	81	0	1	72	110	154	153	5	0.19	4.81	75,0	74,7	74,9	46,00	28,89	40	40
12	50	0	1	295	110	346	345	4.81	0.76	4.05	74,7	73,4	74,1	46,67	27,46	85	85
1	64	0	1	305	110	370	369	4.05	0.79	3.26	73,4	71,1	72,3	46,73	25,57	85	85
2	59	0	1	125	110	185	184	3.26	0.32	2.93	71,1	69,7	70,4	46,14	24,31	40	40
3	57	0	1	45	110	110	109	2.93	0.11	2.83	69,7	69,2	69,5	45,78	23,76	23	по вхк
4	269	0	1	-160	110	110	109	2.83	-0.41	3.24	69,2	71,0	70,1	45,78	24,39	24	по вхк
5	324	0	1	-215	110	110	109	3.24	-0.56	3.80	71,0	72,8	71,9	45,78	26,18	26	по вхк
6	274	0	1	-165	110	110	109	3.80	-0.43	4.22	72,8	73,8	73,3	45,65	27,71	27	по вхк
7	249	0	1	-140	110	110	109	4.22	-0.36	4.59	73,8	74,4	74,1	45,65	28,52	28	по вхк
8	148	0	1	-39	110	110	109	4.59	-0.10	4.69	74,4	74,6	74,5	45,65	28,91	28	по вхк
9	151	0	1	-42	110	110	109	4.69	-0.11	4.80	74,6	74,7	74,7	45,78	28,93	28	по вхк
10	169	0	1	-60	110	110	109	4.80	-0.16	4.95	74,7	74,9	74,8	45,78	29,09	29	по вхк
			$\Sigma Q_{вд}$	18													

Мес	Q, м <sup>3</sup> /с					Qвхк		Vвдхш, км <sup>3</sup>			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N, МВт	Nгар, МВт	Э, млн кВт·ч
	Qбыт	Qхол	Qфил	Qвд	Qвх			Qнб	Qгэ	нач	dV	кон	нач	кон	сред			
11	81	0	1	69	110	151	150	5	0,18	4,82	75,0	74,8	74,9	45,99	28,91	39	39	936
12	50	0	1	290	110	341	340	4,82	0,75	4,07	74,8	73,5	74,1	46,66	27,50	84	84	2018

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Вторая итерация сработки водохранилища Кривопорожской ГЭС

1	64	0	1	300	110	365	364	4,07	0,78	3,29	73,5	71,2	72,3	46,72	25,66	84	84	2016
2	59	0	1	120	110	180	179	3,29	0,31	2,98	71,2	69,9	70,6	46,12	24,50	39	39	946
3	67	0	1	42	110	110	109	2,98	0,11	2,87	69,9	69,5	69,7	45,78	23,97	23	по вхк	564
4	269	0	1	-160	110	110	109	2,87	-0,41	3,29	69,5	71,2	70,3	45,78	24,59	24	по вхк	578
5	324	0	1	-215	110	110	109	3,29	-0,56	3,84	71,2	72,9	72,1	45,78	26,33	26	по вхк	619
6	274	0	1	-165	110	110	109	3,84	-0,43	4,27	72,9	73,9	73,4	45,65	27,82	27	по вхк	654
7	249	0	1	-140	110	110	109	4,27	-0,36	4,63	73,9	74,5	74,2	45,65	28,60	28	по вхк	673
8	148	0	1	-39	110	110	109	4,63	-0,10	4,74	74,5	74,6	74,6	45,65	28,98	28	по вхк	681
9	151	0	1	-42	110	110	109	4,74	-0,11	4,84	74,6	74,8	74,7	45,78	28,99	28	по вхк	682
10	169	0	1	-60	110	110	109	4,84	-0,16	5,00	74,8	75,0	74,9	45,78	29,14	29	по вхк	685
			$\Sigma Q_{вд}$	0														

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Рабочие мощности и величина резервов

Месяц	ЭС			Проектируемая ГЭС			Существующие ГЭС				ТЭС			
	Ptmax	P ав.рез	P нагр.рез	Nраб	Nнагр	Nрем	Nраб	Nав	Nнагр	Nрем	Nраб	Nнагр	Nав	Nрем
1	1190	95,2	23,8	175	17,5		150	12	3		865	17	69	
2	1138	91,0	22,8	123	12,3		150	12	3		865	17	69	
3	1047	83,8	20,9	75	7,5	32	150	12	3		822	16	66	
4	942	75,4	18,8	70	7,0		150	12	3		722	14	58	34
5	851	68,1	17,0	60	6,0		150	12	3		641	13	51	132
6	798	63,8	16,0	55	5,5		150	12	3		593	12	47	191
7	798	63,8	16,0	55	5,5		150	12	3		593	12	47	191
8	851	68,1	17,0	60	6,0		150	12	3		641	13	51	132
9	942	75,4	18,8	70	7,0		150	12	3		722	14	58	34
10	1047	83,8	20,9	75	7,5		150	12	3	28	822	16	66	
11	1138	91,0	22,8	123	12,3		150	12	3		865	17	69	
12	1190	95,2	23,8	175	17,5		150	12	3		865	17	69	

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Сработка Кривопорожской ГЭС по средневодному году

Мес	Q, м <sup>3</sup> /с					Qвхк		Vвдхш, км <sup>3</sup>			Zвб, м			Zнб, м	H, м	N, МВт	Nгар, МВт	Э, млн кВт·ч
	Qбыт	Qхол	Qфил	Qвд	Qвх			Qнб	Qгэ	нач	dV	кон	нач	кон	сред			
11	208	0	1	69	110	278	277	5	0,18	4,82	75,0	74,8	74,9	46,48	28,42	71	39	1698,59
12	149	0	1	290	110	440	439	4,82	0,75	4,07	74,8	73,5	74,1	46,89	27,27	108	84	2582,83
1	87	0	1	300	110	388	387	4,07	0,78	3,29	73,5	71,2	72,3	46,78	25,61	89	84	2138,27
2	91	0	1	120	110	212	211	3,29	0,31	2,98	71,2	69,9	70,6	46,25	24,37	46	39	1109,31
3	108	0	1	42	110	151	150	2,98	0,11	2,87	69,9	69,5	69,7	45,99	23,76	32	по вхк	768,93
4	392	0	1	-250	110	143	142	2,87	-0,65	3,52	69,5	72,0	70,7	45,95	24,82	32	по вхк	760,38
5	521	0	1	-230	110	292	291	3,52	-0,60	4,12	72,0	73,6	72,8	46,52	26,31	69	по вхк	1651,80
6	505	0	1	-165	110	341	340	4,12	-0,43	4,54	73,6	74,4	74,0	46,46	27,56	84	по вхк	2021,74
7	290	0	1	-110	110	181	180	4,54	-0,29	4,83	74,4	74,8	74,6	45,96	28,66	46	по вхк	1112,89
8	168	0	1	-39	110	130	129	4,83	-0,10	4,93	74,8	74,9	74,8	45,74	29,13	34	по вхк	810,73
9	169	0	1	-22	110	148	147	4,93	-0,06	4,99	74,9	74,9	74,9	45,97	28,99	38	по вхк	919,31
10	205	0	1	-5	110	201	200	4,99	-0,01	5,00	74,9	75,0	75,0	46,21	28,79	52	по вхк	1242,30
			$\Sigma Q_{вд}$	0														



## Продолжение приложения А

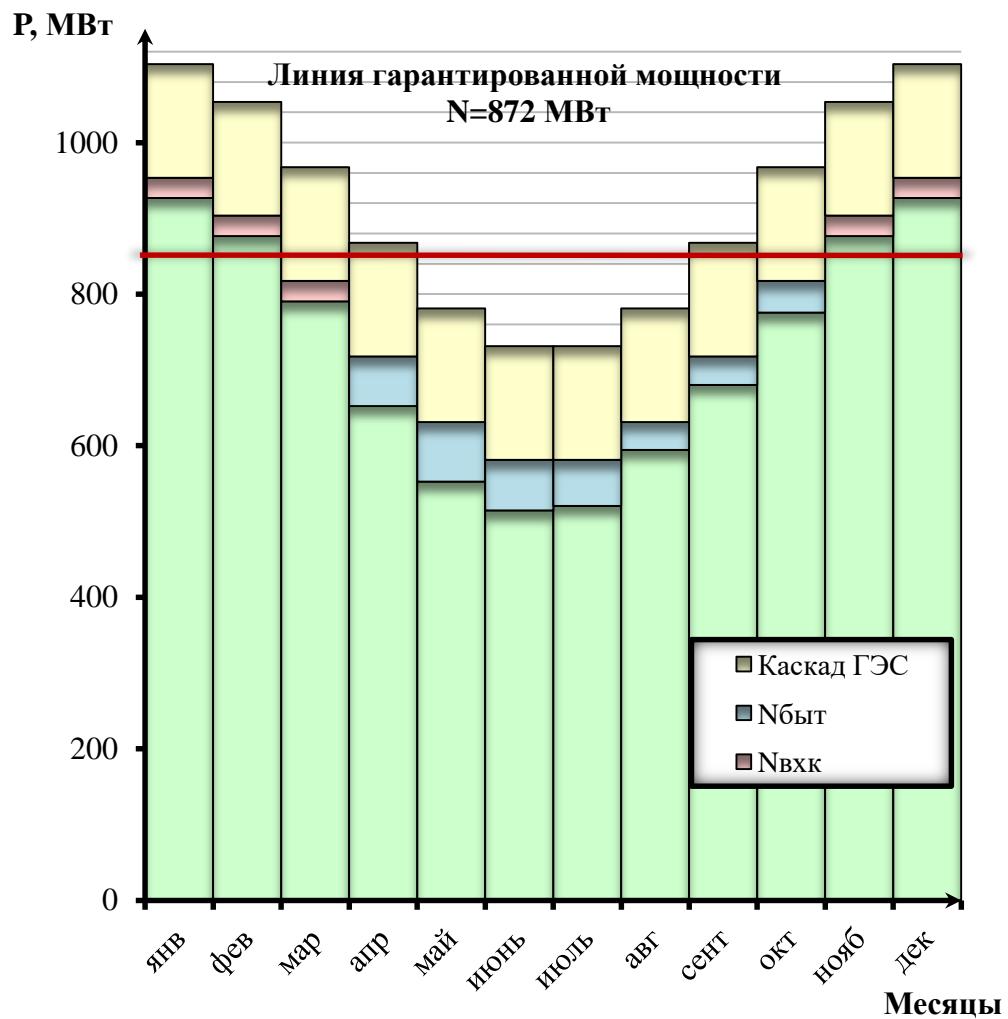


Рисунок А.1 – Баланс энергии



## Продолжение приложения А

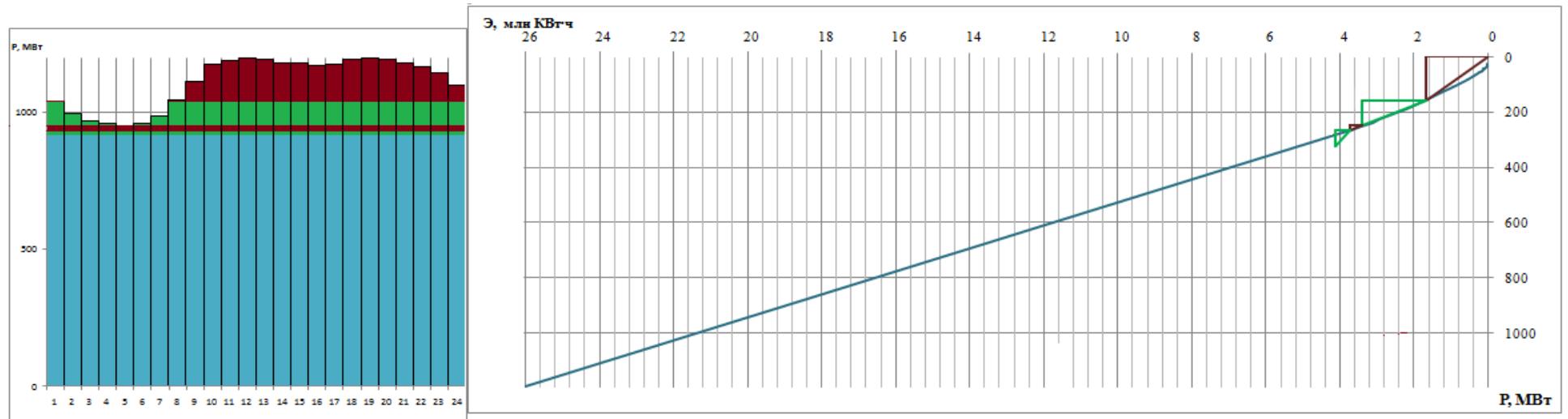


Рисунок А.1 – ИКН и суточный график нагрузки за январь

## Продолжение приложения А

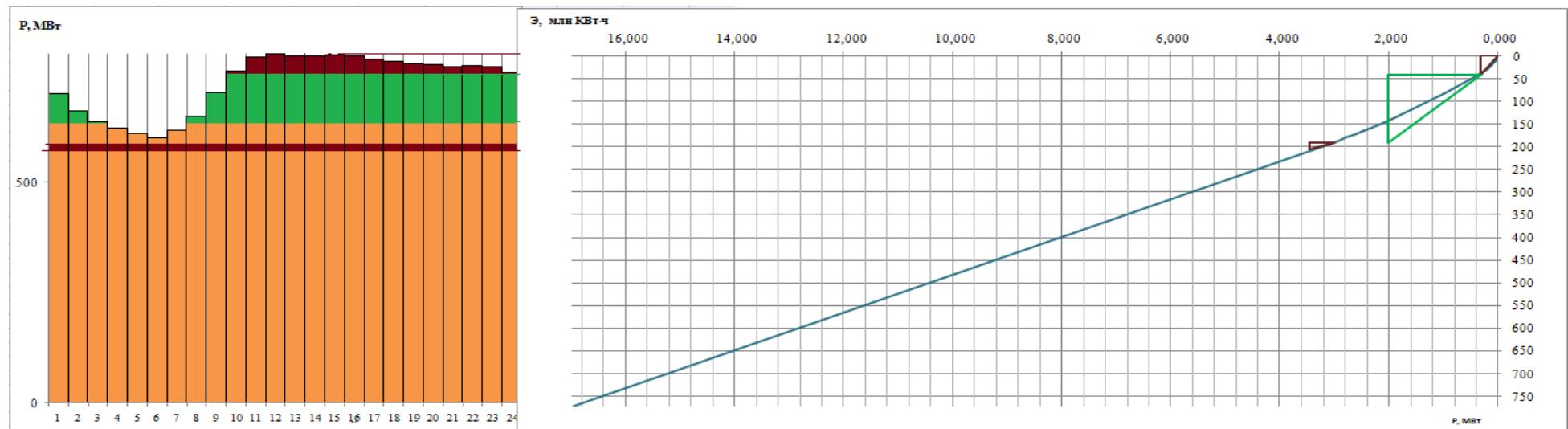


Рисунок А.2 – ИКН и суточный график нагрузки за июнь



## Продолжение приложения А

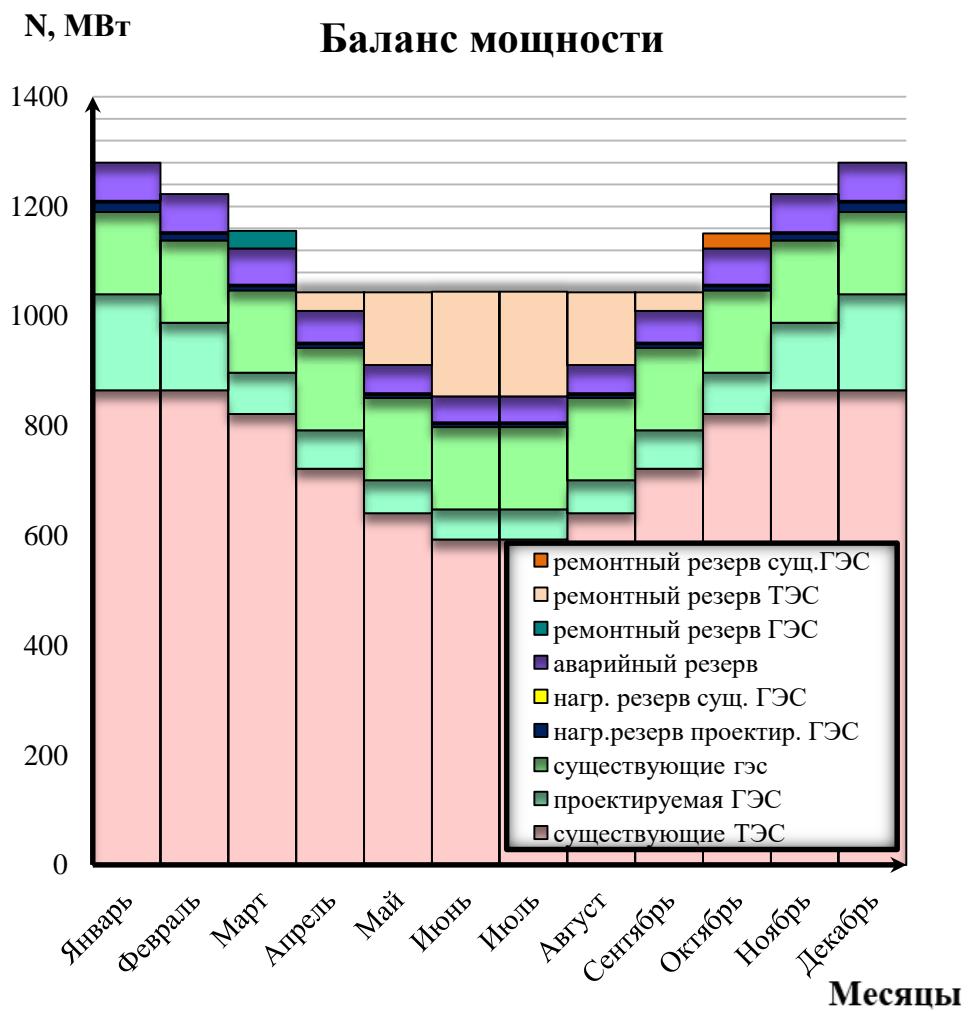


Рисунок А.4 – Баланс мощности



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Зона работы проектируемой турбины

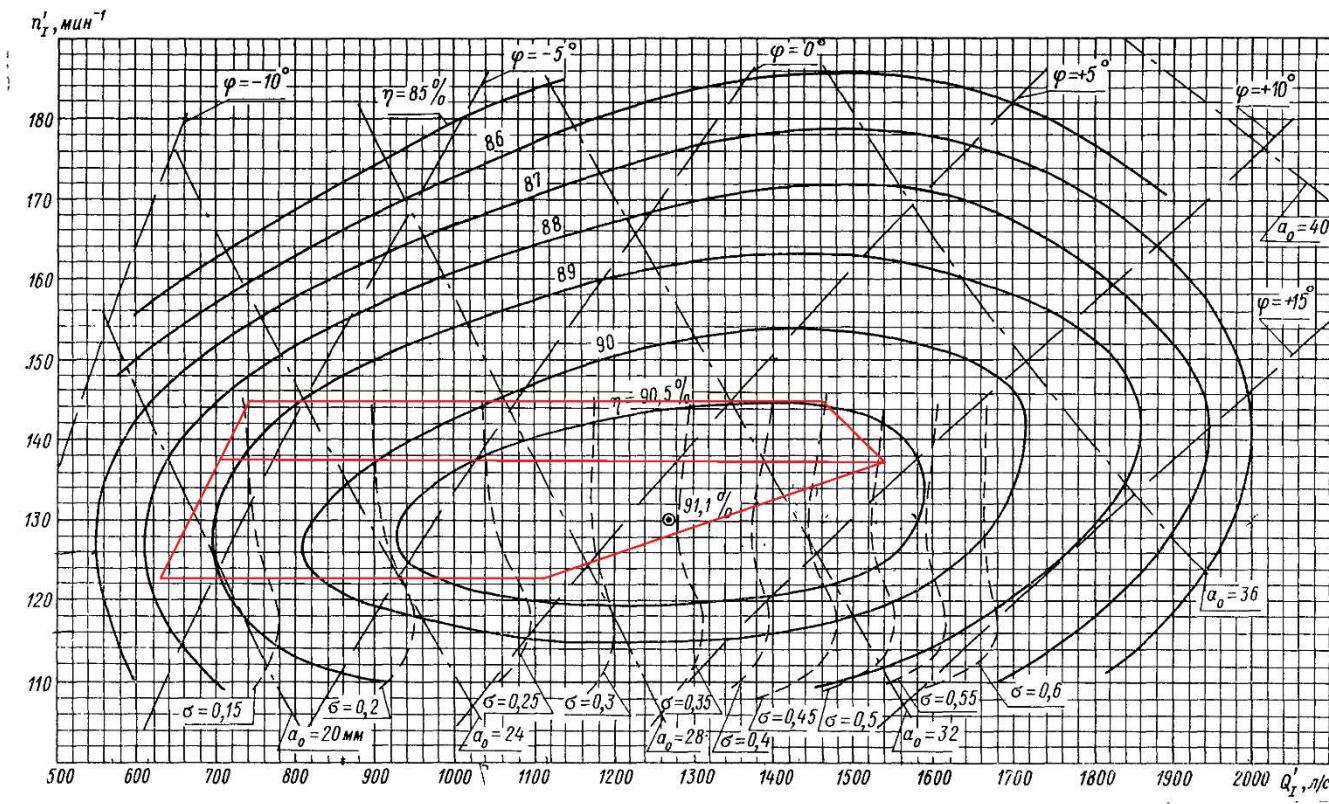


Рисунок Б.1 – Главная Универсальная Характеристика турбины

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

М.В.Кочетков

подпись инициалы, фамилия

«13 » 06 2019 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ КРИВОПОРОЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ КЕМЬ. ПРИМЕНЕНИЕ ДАННЫХ АСОК ГТС ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ПЛОТИНЫ

Руководитель

13.06.  
подпись, дата

Инженер 2 категории  
СМГТС Филиала ПАО  
«РусГидро» - «Саяно-  
Шушенская ГЭС им. П.С.  
Непорожнего»  
должность

Т.С. Сусла

инициалы, фамилия

Выпускник

13.06.  
подпись, дата

Е.Д. Пихтарь

инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Кривопорожской ГЭС на реке Кемь. Применение данных АСОК ГТС для оценки состояния плотины».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайч 10.06.19  
подпись, дата

Е.Ю.Зайчев  
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

A.V. Масленников  
подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

Инг 05.06.19 Л.В. Плещихин  
подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Л.В. Широков  
подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Л.В. Рыжиков  
подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Л.В. Тагифин  
подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Л.В. Кадыров  
подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Л.В. Валаков  
подпись, дата

инициалы, фамилия

Консультант

Л.В. Константинов  
подпись, дата

Нормоконтролер

Л.А. Гаджибеков  
подпись, дата

инициалы, фамилия